


3 1761 11648309 0









Digitized by the Internet Archive  
in 2023 with funding from  
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116483090>











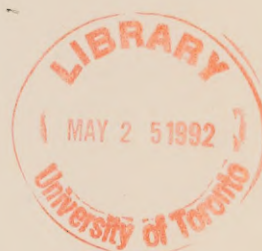




CAI  
NP  
-A 56

163

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1989-1990**

**Canada**







Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

## **1989-1990**

©Minister of Supply and Services Canada 1990

Cat. No. C88-1/1990

ISBN 0-662-58037-0



Ottawa, Ontario.  
December 31, 1990.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1990, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Section 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*. During the fiscal year, Gerald E. Shannon served as Commissioner until December 1, 1989, when I succeeded him.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "Donald W. Campbell". The signature is fluid and cursive, with the first name "Donald" and last name "Campbell" clearly legible.

Donald W. Campbell,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Honourable Donald Mazankowski, P.C. M.P.,  
Deputy Prime Minister,  
President of the Queen's Privy Council and  
Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.





---

## Table of Contents

---

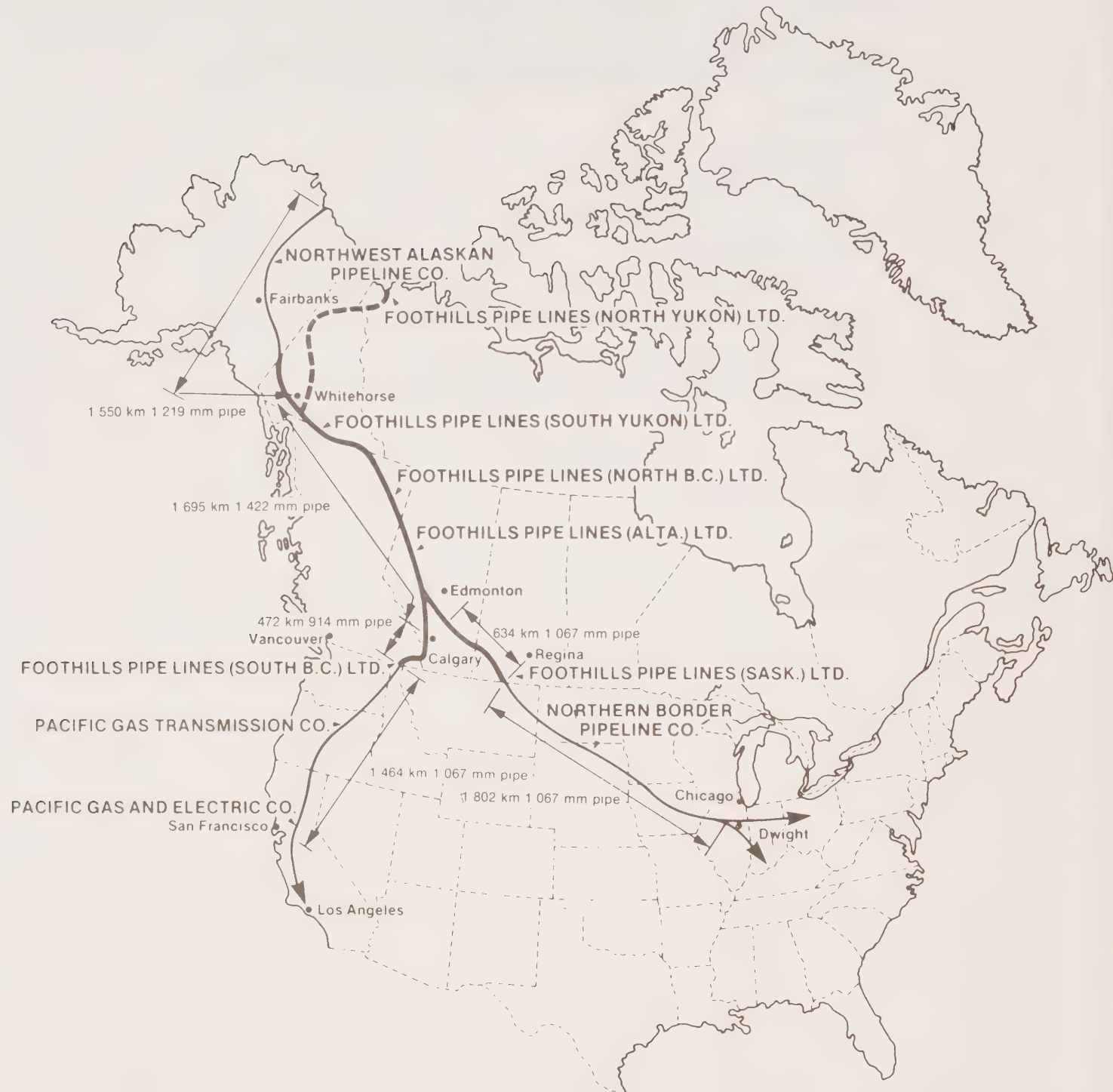
	Page
<b>Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project .....</b>	<b>1</b>
<b>Planning for Expansion of the Pipeline System and Other Project Developments in Canada and the United States .....</b>	<b>3</b>
The Prebuild .....	3
The Western Leg .....	3
— U.S. Developments .....	3
— Canadian Developments .....	4
The Eastern Leg .....	5
— U.S. Developments .....	5
— Canadian Developments .....	5
The Mackenzie Valley Pipeline Project .....	6
Application of the Bilateral Agreement on Procurement .....	7
Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline .....	9
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>11</b>
Finance and Personnel .....	11
Official Languages Plan .....	11
<b>Appendix</b>	
Report of the Auditor General of Canada .....	13

### **Ottawa—Head Office**

Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0G2

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



---

# Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

Plans for more than doubling the export of Canadian gas to the United States through the Alaska Highway Gas Pipeline by substantially expanding the capacity of the pre-built Eastern and Western Legs continued to gain momentum during the fiscal year 1989-90.

The proposed increase to the prebuild capacity came in response to the ongoing rise in U.S. gas consumption to some 18.8 trillion cubic feet (tcf) during 1989 — an increase of around nine per cent over the previous two years, the steady decline on the supply side in the so-called U.S. gas bubble, and deregulation of gas markets.

Total Canadian gas exports to the United States during 1989 amounted to 37.9 billion cubic metres (1.34 tcf), a 5.4 per cent increase over 1988 exports of 35.9 billion cubic metres (1.27 tcf). This growth in export sales was moderate by comparison with the 72 per cent increase that occurred during the two previous years, reflecting the constraint placed on further export growth by the nearly full utilization of existing pipeline capacity.

Despite widespread expectations that demand for natural gas would continue to increase significantly during the foreseeable future, in part because of its less adverse environmental impacts as a fuel for electrical power generation and for the propulsion of vehicles, prevailing market conditions continued to impede plans for second-stage construction of the Alaska Highway Pipeline to provide access to U.S. gas reserves at Prudhoe Bay. Both U.S. and Canadian sponsors of the project remained confident, however, that strengthening market conditions — and rising natural gas prices — would clear the way for extension

of the pipeline to the Alaskan North Slope by around the end of the decade.

Meanwhile, however, proposals for major expansions in the capacity of the existing Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline to permit substantial increases in the export of Canadian gas to U.S. markets in the western and mid-western states were being actively pressed before regulatory authorities on both sides of the border. These plans provide for a combined increase in the capacity of the two legs from 37.25 million cubic metres per day (1.3 billion cubic feet per day — bcf/d) to 77.11 million cubic metres (2.7 bcf/d).

Although plans for second-stage construction of the pipeline system to provide access to U.S. reserves on the Alaskan North Slope remained on hold, proposals for the development of Canadian Arctic reserves in the Mackenzie Delta region for export to the United States and possible sale also in southern domestic markets advanced significantly during the fiscal year. In August, 1989, the National Energy Board conditionally approved the export by Esso, Gulf and Shell of 260 billion cubic metres of gas (9.2 tcf) over a 20-year period to the United States commencing as early as 1996 (which still remains subject to federal government approval). In line with its previously-announced intention, Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, filed an application with the Board for a certificate to build a pipeline from the Mackenzie Delta to Boundary Lake in Northern Alberta/British Columbia, which it proposed to connect with an extension from the northern terminus of the Eastern and Western Legs near Caroline, Alberta. The combined Mackenzie Valley Pipeline and prebuild



extension would have the capacity to transport an average daily volume of 34.10 million cubic metres (1.2 bcf). In its application to the NEB, Foothills did not indicate what plans it had for onward transmission of this gas from Caroline to southern markets.

As noted in the Agency's previous annual report, the U.S. Department of Energy in November, 1989, conditionally approved the annual export of some 14 million tons of liquified natural gas from the Prudhoe Bay area to Pacific Rim countries over a 25-year period by the Yukon Pacific Corporation. Both the U.S. and Canadian sponsors of the ANGTS and the Canadian government expressed their concern that the proposed exports through the proposed Trans-Alaska Gas System (TAGS) could deplete the Prudhoe Bay natural gas reserves which underpin the joint U.S.-Canadian pipeline. In March, 1990, the U.S. Department of Energy denied a request by two of the sponsors of the Project, Foothills Pipe Lines Ltd. and Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co. for a rehearing of

the November decision. Even before the DOE denial of the request for a rehearing, the U.S. and Canadian sponsors filed a so-called protective complaint in the U.S. Court of Appeals for the District of Columbia as a means of preserving their right to a judicial review of the decision. (In May, 1990, the two sponsors of the project formally sought a judicial review of the Department's ruling in the District Appeal Court. Foothills' interest in the issue became further enhanced in June, 1990, when it acquired the 22 per cent equity interest in the company sponsoring the Alaskan segment of the ANGTS that was previously held by a subsidiary of the United Gas Pipeline Co. Other shareholders are the Pacific Gas and Electric Co., the Williams Companies, and TransCanada PipeLines Ltd.)

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the pipeline, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to NPA annual reports for 1978-79 to 1984-85.

---

# Planning for Expansion of the Pipeline System and Other Project Developments in Canada and the United States

---

---

## The Prebuild

---

Plans for constructing new facilities either to reinforce the operating capability of the pre-built Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline or to expand its capacity substantially on both sides of the border were outlined in the previous annual report of the Northern Pipeline Agency. During the 1989-90 fiscal year covered by this report, sponsors worked to install facilities already authorized and other proposed additions continued to work their way through the regulatory process in Canada and the United States.

The two southern legs of the project were built in the early 1980s for the initial purpose of transporting Canadian gas to U.S. markets. Their construction was approved by the two governments as a first stage in order to facilitate subsequent second-stage construction of the system to provide access to U.S. reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska and possibly also to Canadian reserves in the Mackenzie Delta region. Beginning at a point near Caroline, Alberta, some 105 km (63 mi) north of Calgary, the two legs stretch for a distance of 2 992 km (1,858 mi) to carry gas to markets in Southern California and the U.S. Mid-West. These pre-built segments comprise around one-third of the total proposed main-line system, which would be some 7 720 km (4,790 mi) in length.

Second-stage construction of the system to accomplish its primary objective of providing access to U.S. reserves on the Alaskan North Slope was put on hold for an indefinite period beginning in 1982 as a result of

the onset of a severe economic recession and depressed gas market conditions. These problems were subsequently compounded by the development of what was widely regarded as a large but temporary surplus of U.S. gas supplies in the lower 48 states. The pre-built southern segments of the pipeline, which had an initial capacity to transport up to 37 million cubic metres of gas a day (1.3 bcf/d), for some years continued to operate well below capacity because of these same factors — particularly the Eastern Leg. As a result of growing U.S. demand for gas, however, both Legs have been operating at or close to capacity in recent years. As a result, sponsors on both sides of the border have been actively pursuing plans to reinforce the operating capability of the system and/or to expand and extend its throughput capacity. Following is an outline of these developments on both sides of the border.

---

## The Western Leg — U.S. Developments

---

Plans developed by Pacific Gas Transmission (PGT) and its affiliate, Pacific Gas and Electric (PG&E), for nearly quadrupling the capacity of the Western Leg of the Alaska Natural Gas Transportation System in the United States — increasing it from some 6.8 million cubic metres a day (240 million cubic feet a day — mmcf/d) to around 26.4 million cubic metres daily (932 mmcf/d) — continued to work their way through the regulatory process. The proposed expansion to

accommodate an increase in Canadian gas imports for delivery to California and the Pacific Northwest is subject to the approval of the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) with respect to the interstate portions of the pipeline and to the California Public Utilities Commission (CPUC) with respect to the intrastate aspects of the project. The two companies propose to add some 1 400 km (845 mi) of 1 067 and 914 mm loops (42 and 36 inches) to their existing system at an estimated cost of \$1.2 billion (U.S.) to achieve the planned increase in throughput capacity.

Over the course of the past few years, several companies — including PGT/PG&E — have been vying with each other for the right to transport increased gas to meet growing demands in California and other western states. While three of the proposed projects would utilize domestic U.S. gas, one of the other proposals also involves increased imports of Canadian gas. The Altamont Gas Transmission Project, which includes Petro-Canada among its partners, filed a proposal in July, 1989, to transmit some 19.8 million cubic metres of gas a day (700 mmcf/d) southward to Wyoming to connect with the proposed Kern River Gas Transmission Co., which would subsequently carry the gas on to markets in California.

In a decision brought down in February, 1990, the CPUC decided to leave it to market forces to determine whether one or more of the projects were economically and financially viable, rather than make its own choice between competing proposals. (In May, 1990, the FERC called a technical conference to consider a variety of aspects of the applications under the conventional Section 7 (c) of the U.S. *Natural Gas Act* submitted by PGT/PG&E and Altamont. The Altamont application was subsequently dismissed without prejudice on the grounds that it was deficient in providing certain essential information. Altamont, however, still has an application before the FERC under the new optional certificate procedure established by the Commission. At the time of writing of this report, the question of how the PGT/PG&E application would be handled still remained undetermined.)

---

## — Canadian Developments

---

During the fiscal year, extensive discussions were held between Foothills Pipe Lines Ltd. and the Alberta Natural Gas Company Ltd. (ANG) with respect to the contemplated expansion in the Western Leg in Canada to provide the increased throughput capacity required

to transport the nearly fourfold increase in imports of Canadian gas through the Alaska Highway Pipeline System being planned by PGT/PG&E. ANG, which is owned to the extent of 49 per cent by PGT, in turn owns a 49 per cent interest in Foothills (South B.C.). As initially constructed, the prebuild consists of four loops on the ANG pipeline that are owned by Foothills. These loops consist of 87.8 km (54.6 mi) of 914 mm (36-inch) pipe. Compression is provided by ANG as part of the integrated system.

(In May, 1990, Foothills and ANG made submissions to the Northern Pipeline Agency and the National Energy Board, respectively, that would have the effect of increasing the throughput capacity of the Western Leg in South B.C. by some 26.4 million cubic metres daily (932 mmcf/d) from its current level of 6.8 million cubic metres (240 mmcf/d) at an estimated cost of \$167 million. Foothills proposed to add another 77.1 km (47.9 mi) of 1 067 mm (42-inch) pipe to close out almost entirely the existing four loops, which are smaller in diameter than the proposed new pipe sections. The Foothills submission to the NPA was contained in two proposed addenda to the System Design Report for the Alaska Highway Pipeline Project, one of which was to accommodate the increased imports sought for transmission via PGT and the other to provide capacity to increase exports of Pan-Alberta Gas Ltd. to Southern California from the prevailing level of 6.8 million cubic metres daily (240 mmcf/d) to 8.5 million cubic metres (300 mmcf/d). Foothills proposed to install an additional 11 km (6.8 mi) of looping only if the increase in capacity were required solely to provide the higher throughput requested by Pan-Alberta.

(Because it is subject to its regulatory jurisdiction, ANG filed an application with the NEB to install three new compressor units and make other modifications to its system to accommodate the proposed increase in capacity.

(At present, the pre-built portion of the Western Leg in Alberta consists of three loops on the NOVA pipeline system. In its submission to the Northern Pipeline Agency, Foothills said that in order to provide the necessary increase in throughput capacity on the Alberta portion of the Western Leg, it would be necessary for the NOVA system to be expanded.

(In July, 1990, a Canadian law firm acting on behalf of Altamont, which as noted earlier also proposes to export additional Canadian gas to western U.S. markets, filed a notice with the NEB and the NPA of its



objection to the regulatory process under which Foothills and ANG proposed to pursue the planned expansion of the Western Leg in South B.C.. Altamont argued that the related expansion proposed south of the border by PGT/PG&E was not part of the ANGTS and, by the same token, the expansion proposed by Foothills did not form part of the certificate granted to it under the *Northern Pipeline Act* for construction in Canada of the Alaska Highway Gas Pipeline. Consequently, Altamont contended, the entire expansion of the South B.C. system came under the sole jurisdiction of the National Energy Board. Subsequently, Altamont amended its objection to confine it to the expansion proposed to accommodate the increased capacity sought by PGT/PG&E, excluding the more limited expansion of capacity required to supply the increased throughput sought by Pan-Alberta. At the time of writing, the Board and the Agency were awaiting comments from Foothills and ANG and any other interested parties, together with any reply by Altamont, before determining how to respond to Altamont's notice of objection.)

---

## **The Eastern Leg**

### **— U.S. Developments**

---

As noted in previous annual reports, Northern Border Pipeline Ltd., sponsor of the Eastern Leg in the United States, submitted an application under Section 7(c) of the *Natural Gas Act* to the FERC in November, 1987, for authority to expand substantially the capacity of the existing 1 326 km (822 mi) of the 1 067 mm (42-inch) line from the Canadian border near Monchy, Saskatchewan, to Ventura, Iowa, and to extend it some 600 km (370 mi) from its existing terminus to Tuscola, Illinois. The capacity of the proposed extension would have amounted to some 31 million cubic metres daily (1.1 bcf/d). In March, 1990, Northern Border announced that it was withdrawing this application and intended to file a new application under FERC's optional certificate procedure, which provides for an abbreviated regulatory review.

(In this revised application to the FERC that it filed in June, 1990, the company proposed to add seven additional compressor units and to extend the system some 600 km (370 mi) from Ventura to Tuscola with pipe of 762 mm (30-inch) diameter. Capacity on the existing system would be increased by approximately 10.6 million cubic metres a day (373 mmcf/d) to a total of 36.3 million cubic metres daily (1.28 bcf/d). The capacity of the extension would be around 12.7 million

cubic metres daily (450 mmcf/d). Total cost was estimated at \$373 million (U.S.). Because of greater demand than first anticipated, Northern Border announced in August that it proposed to amend its application to increase the pipe diameter of the extension to Tuscola to 914 mm (36 inches), which would increase costs by some \$60 million. The company said the larger pipe would increase capacity of the extension to around 17 million cubic metres per day (600 mmcf/d) initially and ultimately to around 28.3 million cubic metres a day (1 bcf/d).

Even before the withdrawal of its 1987 application and its replacement by a new one, however, the status of Northern Border's expansion plans became clouded. This was the result of an announcement by the Natural Gas Pipeline Co. of America in February, 1990, that it intended to seek a connection at the Ventura terminus of the existing Northern Border line through a 242 km (150 mi) of 762 mm diameter (30-inch) pipe that would run southward to join with its existing system. In March, Northern Border announced that it declined to accept the proposed link because of the regulatory uncertainties it would create and the lack of precise information about Natural's potential suppliers and buyers of gas. Natural Gas countered later the same month by alleging Northern Border's position was "anti-competitive". (In June, 1990, Northern Border appealed to the FERC to issue a declaratory order spelling out just what obligations it had, if any, to construct and operate facilities for the delivery of gas to Natural, thus for the first time raising regulatory questions about the application of previously untested new procedures adopted in the United States as a further means of increasing industry competition.)

In addition to these expansion plans, Northern Border also continued to have an application before FERC for authority to install a new Compressor Station 10 on the existing system to accommodate certain increased Canadian gas imports totalling 4.2 million cubic metres a day (150 mmcf/d). This application had particular implications with respect to the implementation of the bilateral procurement agreement between Canada and the United States, as explained in a subsequent section.

---

## **— Canadian Developments**

---

In its 1988-89 annual report, the Northern Pipeline Agency outlined a proposal by Foothills to install a new compressor station near Val Marie, Saskatchewan —

No. 393. The additional compressor unit was intended to provide increased operational security on the Eastern Leg and also to be available to provide some increase in throughput capacity. An addendum to the System Design Report submitted by the company to provide for the new station was approved in February, 1989, by Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, who had been appointed by the Governor in Council to carry out the functions under the *Northern Pipeline Act* of Administrator and Designated Officer.

During the 1989-90 fiscal year, the Agency considered several submissions by Foothills in compliance with the terms and conditions of the *Northern Pipeline Act* and other regulations adopted under the authority of that legislation. These submissions covered a wide variety of technical, socio-economic and environmental aspects of the project. Some submissions also required the approval of the National Energy Board and/or the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, the Hon. Donald Mazankowski. In addition, the NPA implemented the procedures provided for in the 1980 agreement between Canada and the United States covering the procurement for the project of designated items — such as large-diameter pipe, compressor units and large valves and fittings. A subsequent section of this report outlines the issue that has arisen concerning the application of these procurement procedures to proposed expansions of the pre-build south of the border.

Foothills was authorized to commence preparation of the site in June, 1989, and to commence construction of the compressor station in August, a task that continued throughout the balance of the fiscal year. (The National Energy Board granted leave to open the station in July, 1990, following completion of construction and the required testing of the new facilities.)

In April, 1989, Foothills submitted plans to the National Energy Board for increasing throughput capacity on the Eastern Leg by removing existing restrictions on maximum operating pressure resulting from its current integration with the NOVA system in Alberta and the lower operating pressures of the natural gas liquids extraction plant at Empress, which is located near the Saskatchewan border. As noted in the NPA's previous annual report, Foothills proposed to eliminate most interconnections with the NOVA pipeline and to install decompression-recompression facilities adjacent to the Empress extraction plant that would enable it to increase the capacity of deliveries to the Eastern Leg in Saskatchewan by some 7.8 million cubic metres daily (275 mmcf/d). Effectively, this

would amount to an increase in the throughput capacity of the Eastern Leg of about 25 per cent to 38.2 million cubic metres a day (1.35 bcf/d).

It is estimated that the existing system can be expanded to a maximum capacity of some 51 million cubic metres a day (1.8 bcf/d). In its Reasons for Decision of June, 1989, the Board concluded that the estimated cost of the new facilities of \$34.5 million "are modest relative to the potential benefits that they could provide." (Installation of the new facilities was completed and leave to open granted by the Board in mid-November, 1990. In December, 1990, Foothills advised the Northern Pipeline Agency of its proposal to install two new compressor stations on the Alberta segment of the Eastern Leg in order to accommodate an increased throughput of gas to Empress requested by NOVA of some 16.35 million cubic metres a day (577 mmcf/d).)

In its previous annual report, the NPA noted that final terms of settlement had been reached in a long-running dispute between Pan-Alberta Gas Ltd. of Calgary, Alberta, and the United Gas Pipeline Co. The agreement provided for Pan-Alberta to assume United's rights and obligations as a shipper of up to 12.74 million cubic metres a day (450 mmcf/d) through Northern Border and for Enron Corp. of Houston, Texas, to assume United's 12.25 per cent stake in Northern Border equity. In a decision in September, 1989, the FERC upheld this new arrangement and rejected motions for a rehearing of the issue.

---

### The Mackenzie Valley Pipeline Project

---

In August, 1989, the National Energy Board conditionally approved the applications by Esso, Gulf and Shell for authority to export 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of Canadian gas from the Mackenzie Delta over a 20-year period beginning in 1996. In keeping with its announced intention, Foothills in October, 1989, submitted an application to the Board to build a 1 646 km (1 023 mi) pipeline of 864 mm (34-inch) diameter from the Delta to a point near Boundary Lake, which lies between Northern B.C. and Alberta.

In a letter sent at the same time to the Commissioner of the Northern Pipeline Agency, Foothills advised that it intended at a later date to seek NPA authorization for an extension of the prebuild from its present northern terminus near Caroline, Alberta, to link up with the Mackenzie Valley Pipeline near Boundary Lake. This proposed extension would involve building some 656



km (407 mi) of 1219 mm (48-inch) along the route proposed for the Alaska Highway Gas Pipeline, which initially would be capable of transporting 34 million cubic metres a day (1.2 bcf/d) of gas from the Delta to southern markets in the United States and Canada. Cost of the entire pipeline was estimated at \$4.4 billion in 1988 dollars, excluding the cost of funds used during construction.

The application submitted by Foothills for authority to build the proposed Mackenzie Valley Pipeline was, as the company emphasized, put forward as a possible alternative to the original proposal to provide access to Canadian gas in the Mackenzie Delta Region through a so-called Dempster Lateral. This pipeline would extend southwestward from the Delta to hook up with the main line of the proposed Alaska Highway Gas Pipeline at Whitehorse, capital of the Yukon Territory. This would involve construction of a 1 200 km (740 mi) pipeline of 864 mm (34 inches) in diameter capable of transporting up to 34 million cubic metres of gas a day (1.2 bcf/d).

On the recommendation of the National Energy Board, the federal government in 1978 entered into an agreement with Foothills under which the company assumed an obligation to build the Dempster Lateral if it were subsequently approved by the NEB. At the time, it was assumed that access to Canadian gas in the Delta Region would only be sought at some time after the pipeline to Prudhoe Bay had become operational. The move by the three owners of Mackenzie Delta reserves to seek markets for their gas at a time when plans for completing access to Prudhoe Bay reserves remained on hold prompted Foothills to formulate its alternative plan for a Mackenzie Valley Pipeline. Construction of the proposed line to join with an extension of the Alaska Highway Pipeline connecting with the pre-built Eastern and Western Legs at Caroline, Alberta, could also facilitate ultimate completion of the main-line system to Prudhoe Bay.

(Under the Dempster Agreement, it was provided that the obligations assumed by Foothills would expire no later than April 13, 1990. Following a series of discussions with the company, it was mutually agreed to extend the agreement unchanged for an additional term of up to 10 years. The extension of the agreement to the year 2000 was signed on behalf of the federal government by the Hon. Jake Epp, Minister of Energy, Mines and Resources, and the Hon. Don Mazankowski, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. "This agreement will help Canada keep its future energy options open," Mr. Epp said in a press

release covering announcement of the extension that was issued on April 12, 1990.)

In November, 1989, the NEB announced that, following a preliminary review, it would defer further consideration of Foothills' Mackenzie Valley Pipeline application until additional information had been filed by the company. This included submissions relating to such matters as the final route, socio-economic, environmental and geotechnical assessments, pipeline design, upstream and downstream connecting facilities, a cost-benefit analysis, evidence regarding gas supply and markets, transportation contracts, financing considerations and the proposed tariff. Notwithstanding the deferral by the Board, Foothills continued extensive discussions with a number of other parties interested in participating in the ownership and management of the proposed new pipeline.

Meanwhile, the necessary approval by the Governor in Council of the Mackenzie Delta gas export licences authorized by the Board in August, 1989, was also put on hold following two court decisions which, in effect, required that federal departments and agencies comply with the federal government's own Environmental Assessment and Review Guidelines. In February, 1990, Mr. Epp, the Minister of Energy, Mines and Resources, wrote to the NEB Chairman, Roland Priddle, to advise him that the government intended to withhold approval of a number of authorizations issued by the Board, including the Delta gas export licences, pending receipt of advice on whether the Board had complied with these guidelines and, if not, how it intended to comply. Later that same month, Mr. Priddle informed the Minister that the Board proposed to conduct an environmental screening of the licences in question, as well as relevant applications received in future. In the case of the proposed export of Mackenzie Delta gas, the Board directed the three companies to file submissions with respect to environmental questions by August, 1990, following which further time was provided to other interested parties to submit comments on the submissions by Esso, Gulf and Shell and an additional period for those companies to respond.

---

### **Application of the Bilateral Agreement on Procurement**

---

In formulating the 1977 agreement between Canada and the United States on the Alaska Highway Gas Pipeline, representatives of the U.S. government stressed the importance of developing a variety of

means of ensuring that the proposed system would be built as efficiently and cost-effectively as possible. As one means of achieving that goal, the agreement provided in Section 7 that each government would seek to ensure that the supply of goods and services to the project would be “on generally competitive terms.” To help accomplish that particular objective, the two governments signed an agreement in June, 1980, that was intended to give potential U.S. and Canadian suppliers of certain designated items — large-diameter pipe, compressor units and large valves and fittings — a fair opportunity to compete for contracts on both sides of the border. The agreement designated the Northern Pipeline Agency and its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, as the bodies responsible for implementing the procedures the two governments had undertaken to establish “on a reciprocal basis.” This process was fully complied with on both sides of the border when procurement of these designated items was being undertaken for the prebuilding of the Eastern and Western Legs in the early 1980s. The process was also invoked by Canada more recently in connection with construction of Compressor Station 393 in Saskatchewan to provide increased security of operation on the Eastern Leg.

In the United States, there were growing indications that a different view was being taken of the relationship of proposed expansions in the capacity of the Eastern and Western Legs of the *Alaska Natural Gas Transportation Act* (ANGTA), under which the pre-built facilities had originally been authorized by the President and Congress, and, therefore, of the applicability of the bilateral procurement agreement between the two governments.

In a report to Congress in October, 1988, the then-Federal Inspector noted that Northern Border had not sought authorization for a proposed expansion/extension of the Eastern Leg in the United States under ANGTA. He said the company had indicated the proposed increase in throughput capacity would not amount to a second-phase of the ANGTS “because it was not intended to transport Alaskan gas, has different project sponsors, and does not correspond to the technical specifications or proposed location of Phase II of ANGTS.” In a subsequent report to Congress, the Office of the Federal Inspector indicated that a similar position had also been taken by PGT/PG&E in the case of its proposed expansion of the Western Leg in the United States. In its application to the Federal Energy Regulatory Commission, however, PGT said the proposed expansion would “complete the U.S. portion of the Western Leg of the ANGTS” and

that the project would provide PGT’s customers access to Alaskan gas.

The position of the U.S. sponsors only became directly linked to the related issue of the applicability of the 1980 Procurement Agreement through a letter written to the Acting Federal Inspector, Melvin Hurwitz, in January, 1990, by an official in charge of the proposed installation of a new Compressor Station 10 on Northern Border to enable it to transport increased Canadian imports. The letter from the company said the application for the compressor station “was not filed under ANGTA and did not purport to relate to, or be part of, the ANGTS prebuild because the economic justification and feasibility of the Station No. 10 addition is not, in any way, dependent upon potential throughput of Alaskan gas. Accordingly, the ... addition is not subject to the Principles (of the 1977 pipeline agreement) or the 1980 (procurement) Procedures.”

In response by letter of late March, 1990, to the invitation from Mr. Hurwitz to comment on this submission, the Commissioner of the Northern Pipeline Agency, Donald W. Campbell, expressed his concern with regard to Northern Border’s contention that the Procurement Agreement did not apply to the proposed new compressor station facilities.

(Replying the following month, Mr. Hurwitz said Northern Border had made it clear that it did not consider any part of its proposed expansion/extension plans formed part of the ANGTS. Given the considerable judicial and regulatory advantage that sponsors enjoyed under the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, “decisions concerning ANGTS status by a sponsor should be conclusive in most situations,” Mr. Hurwitz stated. “I see no reason why Northern Border’s decision concerning its expansion and extension plans should be reconsidered.”

(In a subsequent response in July, 1990, the Commissioner requested the opportunity to have consultations with U.S. representatives on the applicability of the 1980 Procurement Agreement as provided for both under that accord and under the 1977 Pipeline Agreement. In his report to Congress of August, 1990, the Acting Federal Inspector advised that he had had ongoing discussions with the NPA regarding the applicability of the procurement procedures to the Eastern Leg of the ANGTS in the United States. He noted also that the Commissioner had requested consultations on the issue, which were scheduled to take place in Washington the following month. As a result of those discussions, U.S. representatives subsequently agreed to



refer the questions raised by Mr. Campbell for consideration by the Executive Policy Board, a body composed of senior officials from eight different federal departments and agencies that was established to provide a source of advice on issues involving the ANGTS.)

---

### **Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline**

---

The increased pace of regulatory activities related to the pipeline that began in 1988-89 with the development of new plans by sponsors of the project for expansion and extension of existing facilities continued without abatement on both sides of the border during the past fiscal year.

As noted earlier, the Northern Pipeline Agency remained engaged in fulfilling its regulatory responsibilities in connection with the planning and construction of Compressor Station 393 on the Eastern Leg in Saskatchewan. Much of this task was overseen by Mr. Vollman, the Temporary Member of the National Energy Board who was first appointed as Administrator and Designated Officer under the provisions of the *Northern Pipeline Act* in December, 1988, until September, 1989. Mr. Vollman was subsequently reappointed for a three-year term. The Agency continued to be obliged to the National Energy Board for making available on a contractual basis the services of its staff as required to provide the NPA with all information and advice necessary to discharge its regulatory functions. Staff of the NEB also continued to provide administrative support services to the NPA. As in the past, the costs of all services provided by the Board have been billed to the Agency and are recovered subsequently from Foothills in the same manner as other NPA costs, as required under the *Northern Pipeline Act*.

As noted in the previous annual report, G.E. Shannon, who became Commissioner of the Northern Pipeline Agency in June, 1988 — in addition to serving

as Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs, was posted to Geneva as of January 1, 1990, to become Canada's Ambassador for Multilateral Trade Negotiations and Chief Negotiator. He was succeeded as Commissioner of the Agency on December 1, 1989, by Donald W. Campbell, who also was appointed Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs.

During the year, the NPA's counterpart agency in the United States continued to be directed by B. Melvin Hurwitz as Acting Federal Inspector. (In early October, 1990, President George Bush announced that it was his intention to nominate Michael Joseph Bayer as Federal Inspector. Mr. Bayer has had extensive experience in the energy field in both the private and public sector, serving most recently as Manager of Washington Operations for the Panhandle Eastern Corporation. Mr. Bayer's appointment was subsequently confirmed by the Senate in late October and he was sworn in early in November.)

For the first time since 1982, Mr. Hurwitz in September, 1989, reactivated the Executive Policy Board (EPB), which — as was recalled earlier — is a body composed of senior officials from eight federal departments and agencies that was established to provide advice on policy matters involving the planning and construction of the ANGTS. As he subsequently informed Congress in one of the OFI's regular reports, Mr. Hurwitz stated at the opening session of the Board "that the time may be coming soon when North Slope gas is finally brought to market and that he believed it was important that this Board be in place and prepared to deal with ANGTS-related actions in an efficient manner." (In June, 1990, members of the EPB took a trip to Alaska to observe existing petroleum operations there and to be briefed on various issues by representatives of a number of companies with an interest in Alaskan oil and gas development and by Alaskan state officials.)



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1990, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1989-90 provided \$412,000 and two person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$210,000. At year-end, only three employees were on staff, of whom two were on a part-time basis. The National Energy Board provides finance and personnel services, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National*

*Energy Board Act*. During the year, \$161,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which \$38,000 related to prior year costs. In addition, \$30,000 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.







AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1990. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1990 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, F.C.A.  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
July 5, 1990

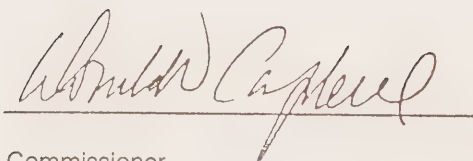
**NORTHERN PIPELINE AGENCY**

Statement of Expenditure and Receipts  
March 31, 1990

---

	<u>1990</u>	<u>1989</u>
Expenditure (Note 3)		
Professional and special service	\$107,087	\$ 47,168
Salaries and employee benefits	79,763	116,086
Rentals	15,149	38,938
Travel and communications	3,712	5,248
Information	3,710	3,801
Materiel and supplies	650	667
Repair and upkeep	378	53
	<u>210,449</u>	<u>211,961</u>
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 4)	160,756	238,975
Easement fees	30,400	27,594
Other recoveries	1,832	658
	<u>192,988</u>	<u>267,227</u>
Excess of expenditures over receipts (Excess of receipts over expenditure)	<u>\$ 17,461</u>	<u>\$ (55,266)</u>

Approved by:

  
\_\_\_\_\_  
Commissioner

  
\_\_\_\_\_  
Senior Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### **Notes to Statement of Expenditure and Receipts March 31, 1990**

---

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

#### 3. Expenditure

Expenditure for the year was funded as follows:

	<u>1990</u>	<u>1989</u>
Parliamentary appropriations		
Transport		
Vote 25 (Vote 85 in 1989)—Program expenditure	\$390,000	\$356,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	22,000	32,000
	<hr/>	<hr/>
	412,000	388,000
Amount not required	201,551	176,039
	<hr/>	<hr/>
	\$210,449	\$211,961

#### 4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines Ltd.

	<u>1990</u>	<u>1989</u>
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	\$210,449	\$211,961
* Adjustment in respect of employee benefits	(12,123)	(18,967)
Other recoveries	(10)	(658)
Adjustment for non-recoverable costs	(1,822)	(902)
	<u>196,494</u>	<u>191,434</u>
Prior year cost recovered in the current year	37,731	85,272
Cost to be recovered in the following year	(73,469)	(37,731)
	<u>\$160,756</u>	<u>\$238,975</u>

\* The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year, based on budgeted salary costs, has exceeded the actual employer's share. Costs recoverable for employee benefits have been adjusted to reflect a charge of 17.1 % of actual salary expenditures. The latter percentage is in accordance with the Guide to the Costing of Outputs published by Treasury Board Canada in February 1989.

#### 5. Employees' contingency and termination plans

##### Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13 % of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1990 are estimated at \$38,906 (1989—\$33,101).

##### Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1990 are estimated at \$22,400 (1989—\$22,400).

#### 6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.



#### 4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd.

	1990	1989
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	\$ 210,449	\$ 211,961
* Rajustement au titre des prestations aux employés	(12,123)	(18,967)
Autres recouvrements	(10)	(658)
Rajustement pour frais non recouvrables	(1,822)	(902)
	196,494	191,434
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	37,731	85,272
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(73,469)	(37,731)
	\$ 160,756	\$ 238,975

\* Le montant que l'agence a versé au gouvernement pour les contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, pour l'exercice en cours, est supérieur au montant réel que doit verser l'employeur en tenant compte des coûts des salaires payés. Les frais recouvrables à ce titre ont donc été ajustés et représentent 17,1 % du coût réel des salaires. Ce pourcentage est conforme à celui mentionné dans le Guide pour l'établissement des coûts des extrants au Gouvernement du Canada publié par le Conseil du trésor du Canada en février 1989.

#### 5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

##### Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13 % du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1990 sont évalués à \$38,906 (\$33,101 en 1989).

##### Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1<sup>er</sup> mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de réinstallation, au 31 mars 1990 sont évalués à \$22,400 (\$22,400 en 1989).

#### 6. Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées  
au 31 mars 1990

1. Pouvoirs et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement leurs services.

Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1990	1989
Credits parlementaires		
Transport		
Credit 25 (Credit 85 en 1989)—Dépenses	\$390,000	\$356,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	22,000	32,000
Montant non requis	412,000	388,000
	201,551	176,039
	\$210,449	\$211,961

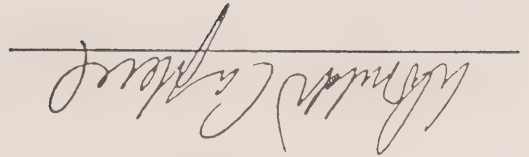
# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des rentrées  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1990

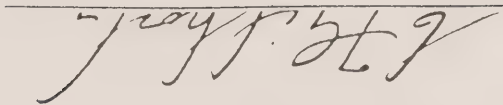
1989	1990	
		Dépenses (note 3)
\$ 47,168	\$ 107,087	Services professionnels et spéciaux
116,086	79,763	Traitements et prestations aux employés
38,938	15,149	Locations
5,248	3,712	Déplacements et communications
3,801	3,710	Information
667	650	Fournitures et approvisionnements
53	378	Réparation et entretien
211,961	210,449	Rentrées
		Frais recouverts auprès de Foothills
238,975	160,756	Pipe Lines Ltd. (note 4)
27,594	30,400	Droits de servitude
658	1,832	Autres recouvrements
267,227	192,988	Excédent des dépenses sur les rentrées
\$ (55,266)	\$ 17,461	(Excédent des rentrées sur les dépenses)

Approuvé par:

Le directeur général,



L'agent financier supérieur,





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1990. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1990 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le vérificateur général du Canada

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, F.C.A.,  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 5 juillet 1990





# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1990.

En 1989-90, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 412 000 \$ et le nombre d'années-personnes autorisées était de 2. Les dépenses pour l'année étaient de 210 000 \$. À la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que trois employés, dont deux travaillant à temps partiel. L'Office national de l'énergie fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de*

## Plan des langues officielles

*l'énergie*. Pendant l'année, 161 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*; 38 000 \$ de ce montant ayant trait à des dépenses de l'année précédente. En plus, des droits de servitude de 30 000 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

de directeur général de l'Administration le 1<sup>er</sup> décembre 1989, par Donald W. Campbell, qui a été également nommé sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire d'Etat associé aux Affaires extérieures.

Au cours de l'année, l'homologue de l'APN aux Etats-Unis, l'Office of the Federal Inspector, a continué d'être dirigé par B. Melvin Hurwitz en qualité d'Acting Federal Inspector. (Au début d'octobre 1990, le président George Bush a annoncé son intention de nommer Michael Joseph Bayer Federal Inspector. M. Bayer a une large expérience du domaine de l'énergie dans les deux secteurs privé et public; il occupait tout récemment le poste de gestionnaire des opérations de Washington de la Panhandle Eastern Corporation. La nomination de M. Bayer a été confirmée plus tard par le Sénat à la fin d'octobre et il a été assermenté au début de novembre.)

Pour la première fois depuis 1982, M. Hurwitz a rappelé plus haut — est un organisme composé de fonctionnaires supérieurs de huit ministères et organismes fédéraux qui a été établi pour fournir des avis sur des questions de politique concernant la planification et la construction de l'ANGTS. Comme il en a par la suite informé le Congrès dans l'un des rapports réguliers de l'OFI, M. Hurwitz a déclaré à la séance d'ouverture de l'Executive Policy Board "que le temps n'est peut-être pas loin où le gaz du versant nord sera enfin acheminé vers le marché et que — à son avis — il était important que ce conseil soit en place et prêt à traiter avec efficacité des mesures relatives à l'ANGTS." (En juin 1990, les membres de l'EPB se sont rendus en Alaska pour y observer les activités pétrolières actuelles et pour se faire briefer sur diverses questions par des représentants d'un certain nombre de sociétés qui ont un intérêt dans l'exploitation du pétrole et du gaz de l'Alaska et par des représentants de l'Etat de l'Alaska.)

promoteurs du projet de nouveaux plans pour élargir et prolonger le réseau actuel. Ce rythme s'est maintenu sans ralentir des deux côtés de la frontière au cours de l'exercice 1989-1990.

Comme il a été mentionné plus haut, l'Administration du pipe-line du Nord a continué d'exercer ses responsabilités de réglementation en ce qui a trait à la planification et à la construction de la station de compression 393 sur l'embranchement est du réseau en Saskatchewan. Une grande partie de cette tâche a été suivie de près par M. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie qui a d'abord été nommé en décembre 1988 directeur et fonctionnaire désigné en vertu des dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord jusqu'en septembre 1989. M. Vollman a été renommé par la suite pour un mandat de trois ans. L'Administration se reconnaît encore redevable envers l'Office national de l'énergie de mettre à sa disposition, à titre contractuel, les services des membres de son personnel pour la faire bénéficier de leurs renseignements et de leurs conseils dans la mesure requise à l'exercice par l'APN de ses fonctions de réglementation. Les employés de l'ONE ont aussi continué de fournir des services de soutien administratif à l'APN. Comme dans le passé, les coûts de tous les services assurés par l'Office ont été facturés à l'Administration et sont recouvrables de la Foothills de la même façon que les autres coûts de l'APN conformément à la Loi sur le pipe-line du Nord.

Comme on l'a signalé dans le rapport annuel précédent, G.E. Shannon, qui est devenu directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord en juin 1988 — en plus d'occuper le poste de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire d'Etat associé aux Affaires extérieures — a été nommé ambassadeur du Canada à Genève aux négociations commerciales multilatérales et négociateur en chef à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1990. Il a été remplacé au poste

Dans une lettre de la fin de mars 1990 où il répond à l'invitation de M. Hurwitz de commenter les observations ainsi soumises par la Northern Border, le directeur général de l'Administration du pipeline du Nord, Donald W. Campbell, s'est dit préoccupé par l'affirmation de la Northern Border selon laquelle l'accord d'achats ne s'appliquait pas au projet des installations de la nouvelle station de compression.

Dans sa réponse du mois suivant, M. Hurwitz a écrit que la Northern Border a clairement fait savoir qu'elle n'estimait pas qu'aucun élément des plans qu'elle a élaborés pour l'expansion-extension proposée faisait partie de l'ANGTS. Etant donné l'avantage judiciaire et réglementaire considérable dont les promoteurs ont bénéficié en vertu de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*, «les décisions concernant l'état de l'ANGTS qui sont prises par un promoteur devraient être concluantes dans la plupart des cas», a indiqué M. Hurwitz. «Je ne vois aucune raison de reconsidérer la décision de la Northern Border concernant ses plans d'expansion et d'extension.»

(Dans une réponse ultérieure de juillet 1990, le directeur général a prié qu'on lui permette de tenir des consultations avec les représentants des États-Unis au sujet de l'applicabilité de l'accord d'achats de 1980 comme il a été prévu pour les représentants des deux pays dans cet accord et dans celui de 1977 sur le gazoduc. Dans son rapport d'août 1990 au Congrès, l'Acting Federal Inspector a fait savoir qu'il avait eu des discussions soutenues avec l'APN au sujet de l'applicabilité des procédures d'achat à l'embranchement est de l'ANGTS en territoire américain. Il a aussi indiqué que le directeur général avait demandé des consultations sur la question, et qu'il était prévu qu'elles auraient lieu à Washington le mois suivant. Par suite de ces discussions, les représentants des États-Unis ont ultérieurement convenu de soumettre les questions soulevées par M. Campbell à l'examen de l'Executive Policy Board, organisme composé de fonctionnaires supérieurs de huit différents ministères et organismes fédéraux qui a été établi pour servir de source de conseils sur les questions qui concernent l'ANGTS.)

---

## Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc

---

Les activités de réglementation relatives au gazoduc ont commencé en 1988-1989 à se dérouler à un rythme plus rapide par suite de la mise au point par les

Des indications de plus en plus nombreuses ont permis de constater que les États-Unis se formaient une opinion différente de la relation des projets d'expansion de la capacité des embranchements est et ouest à l'*Alaska Natural Gas Transportation Act* (ANGTA), en vertu duquel ces installations du gazoduc avaient été autorisées à l'origine par le président et le Congrès et, par conséquent, de l'applicabilité de l'accord bilatéral d'achats entre les deux gouvernements.

Dans son rapport d'octobre 1988 au Congrès, le Federal Inspector d'alors faisait observer que la Northern Border n'avait pas demandé que sa demande d'expansion-prolongement de l'embranchement est aux États-Unis soit traitée en vertu de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*. Il indiquait que la société avait précisé que l'accroissement proposé de la capacité de transport n'équivalait pas à la seconde phase de l'ANGTS parce qu'il ne devait pas servir à transporter du gaz de l'Alaska, qu'il était parallèle par différentes sociétés et qu'il ne correspondait ni aux devis ni aux lieux proposés de la seconde phase de l'ANGTS. Dans un rapport ultérieur au Congrès, l'Office of the Federal Inspector mentionnait qu'une position similaire avait aussi été prise par la PGT/PG&E dans le cas de sa proposition d'expansion de l'embranchement ouest aux États-Unis. Dans sa demande à la Federal Energy Regulatory Commission, toutefois, la PGT affirmait que l'expansion proposée terminerait la portion américaine de l'embranchement ouest de l'ANGTS et que le projet donnerait aux clients de la PGT accès au gaz de l'Alaska.

La position des promoteurs américains est maintenant directement liée à la question connexe de l'applicabilité de l'accord d'achats de 1980 par suite de la lettre écrite en janvier 1990 à l'Acting Federal Inspector, Melvin Hurwitz, par le fonctionnaire chargé du projet d'installation d'une nouvelle station de compression 10 dans le réseau de la Northern Border pour qu'elle puisse acheminer des importations accrues de gaz canadien. La lettre émanant de la société précise que la demande concernant la station de compression n'a pas été présentée en vertu de l'ANGTA et ne prétend pas être liée aux embranchements est et ouest de l'ANGTS ni en faire partie, parce que la justification économique et la faisabilité de l'ajout de la station numéro 10 ne dépendent en aucune manière du transport potentiel du gaz de l'Alaska. Par conséquent, cet ajout n'est pas soumis aux principes de l'accord de 1977 sur le pipeline ou aux procédures d'achat de 1980.»



proposée pour qu'elle rejoigne un prolongement du gazoduc de la route de l'Alaska se raccordant aux embranchements est et ouest à Caroline, en Alberta, on pourrait aussi faciliter l'achèvement définitif du réseau de la conduite principale donnant accès à la baie Prudhoe.

(L'accord Dempster prévoyait que les obligations assumées par la Foothills prendraient fin au plus tard le 13 avril 1990. À la suite d'une série de discussions avec la société, on convint de part et d'autre de prolonger l'accord tel quel pendant une période additionnelle de 10 ans. La prolongation de l'accord jusqu'à l'an 2000 a été signée au nom du gouvernement fédéral par l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et par l'honorable Donald Mazankowski, ministre responsable de l'Administration du pipeline du Nord. Monsieur Epp a déclaré dans le communiqué de presse du 12 avril 1990 qui annonçait cette prolongation qu'un tel accord aiderait le Canada à maintenir ouvertes ses options d'avenir en matière d'énergie.)

En novembre 1989, l'ONE annonçait qu'à la suite d'un examen préliminaire, il ajusterait toute considération ultérieure de la demande de la Foothills concernant le pipeline de la vallée du Mackenzie jusqu'à ce que cette société lui ait présenté un surcroît d'information comprenant des mémoires ou documents sur des questions telles que le tracé définitif, les évaluations socio-économiques, environnementales et géotechniques, la conception du pipeline, les installations de raccordement en amont et en aval, l'analyse coûts-avantages, les attestations concernant l'approvisionnement en gaz et les marchés du gaz, les contrats de transport, les considérations de financement et le tarif proposé. Malgré cet ajustement, la Foothills a poursuivi d'amples discussions avec un certain nombre d'autres parties intéressées à une participation dans la propriété et la gestion du nouveau pipeline proposé.

Entre-temps, l'approbation du gouverneur en conseil, qui est nécessaire aux licences d'exportation du gaz du delta du Mackenzie autorisées par l'Office en août 1989, a également été suspendue à la suite de deux décisions des tribunaux qui imposent aux ministères et organismes fédéraux de se conformer aux propres lignes directrices du gouvernement fédéral visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. En février 1990, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Epp, écrivait au président de l'ONE, Roland Pridle, pour l'informer que le gouvernement avait l'intention de refuser d'approuver un certain nombre d'autorisations accordées par l'Office, dont les licences d'exportation

## Application de l'accord bilatéral d'achats

du gaz du delta, jusqu'à ce qu'il sache si l'Office s'était conformé à ces lignes directrices et, si tel n'était pas le cas, comment l'Office entendait s'y conformer. Plus tard au cours du même mois, M. Pridle a informé le ministre que l'Office se proposait de passer au crible environnemental les licences en question ainsi que les demandes pertinentes qu'il recevrait à l'avenir. Dans le cas de l'exportation proposée du gaz du delta du Mackenzie, l'Office a ordonné aux trois sociétés de soumettre des mémoires sur les questions environnementales pas plus tard qu'en août 1990, après quoi un autre délai a été prévu pour permettre aux autres parties intéressées de présenter leurs commentaires sur les mémoires soumis par Esso, Gulf et Shell, et une période additionnelle pour permettre à ces trois sociétés de répondre à ces commentaires.

Dans l'élaboration de l'accord de 1977 entre le Canada et les États-Unis sur le gazoduc de la route de l'Alaska, les représentants du gouvernement américain ont souligné l'importance de mettre au point un ensemble varié de moyens pour assurer la construction aussi efficiente et rentable que possible du réseau projeté. L'article 7 de l'accord prévoyait comme l'un des moyens d'atteindre cet objectif que chaque gouvernement ferait en sorte que la fourniture de biens et de services requis au projet soit faite à des conditions généralement concurrentielles. Pour aider à atteindre cet objectif particulier, les deux gouvernements ont signé en juin 1980 un accord visant à donner aux fournisseurs américains et canadiens éventuels de certains articles désignés — tuyaux de grand diamètre, compresseurs, valves et raccords de grande taille — des chances égales d'obtenir des contrats des deux côtés de la frontière. L'accord désignait l'Administration du pipeline du Nord et son homologue américain, l'Office of the Federal Inspector, organismes chargés de la mise en œuvre des procédures que les deux gouvernements s'étaient engagés à établir sur la base de la réciprocité. Ce processus a été parfaitement mis en œuvre des deux côtés de la frontière quand on a entrepris d'acheter ces articles désignés pour construire les embranchements est et ouest du gazoduc au début des années 80. Plus récemment, le même processus a également été appliqué par le Canada dans le cas de la station de compression 393, qui a été construite en Saskatchewan pour assurer une sécurité accrue à l'exploitation de l'embranchement est.

depuis le delta jusqu'à un point situé près de Boundary Lake, qui s'étend entre le nord de la Colombie-Britannique et l'Alberta.

Dans une lettre envoyée en même temps au directeur général de l'Administration du pipeline du Nord, la Foothills donnait avis de son intention de demander ultérieurement à l'APN l'autorisation de prolonger le gazoduc à partir de son actuel point d'aboutissement près de Caroline, en Alberta, pour le relier au pipeline de la vallée du Mackenzie près de Boundary Lake. Cette extension nécessiterait la construction de quelque 656 km (407 milles) de tuyau de 1 219 mm (48 pouces) le long du tracé proposé pour le gazoduc de la route de l'Alaska, et elle aurait une capacité initiale de transport de 34 millions de mètres cubes par jour (1,2 milliard de pi³ par jour) de gaz depuis le delta jusqu'aux marchés du sud, aux États-Unis et au Canada. Le coût de tout le pipeline était estimé à 4,4 milliards de dollars de 1988 mais à l'exclusion du coût des fonds utilisés pendant les travaux de construction.

La demande d'autorisation soumise par la Foothills pour construire le pipeline de la vallée du Mackenzie était, comme la société le soulignait, mise de l'avant comme un autre moyen de donner accès au gaz canadien de la région du delta du Mackenzie que celui de la proposition originale, qui consistait à donner cet accès par ce qu'il est convenu d'appeler l'embranchement Dempster. Ce pipeline s'étendrait vers le sud-ouest à partir du delta du Mackenzie pour se raccorder à la conduite principale du projet de gazoduc de la route de l'Alaska à Whitehorse, capitale du territoire du Yukon. Pareil projet nécessiterait la construction d'un pipeline de 1 200 km (740 milles) d'un diamètre de 864 mm (34 pouces) et d'une capacité de transport allant jusqu'à 34 millions de mètres cubes de gaz par jour (1,2 milliard de pi³ par jour).

Sur recommandation de l'Office national de l'énergie, le gouvernement fédéral a conclu en 1978 un accord avec la Foothills en vertu duquel la société se chargeait de l'obligation de construire l'embranchement Dempster s'il était ultérieurement approuvé par l'ONE. À l'époque, on présupposait que l'accès au gaz canadien de la région du delta du Mackenzie serait recherché seulement quelque temps après la mise en service du gazoduc donnant accès aux réserves américaines de la baie Prudhoe. La décision des trois propriétaires des réserves du delta du Mackenzie de chercher des marchés pour leur gaz au moment où les plans pour donner accès aux réserves de la baie Prudhoe demeuraient en suspens a incité la Foothills à présenter son plan de rechange pour le pipeline de la vallée du Mackenzie. En construisant la conduite

7,8 millions de mètres cubes par jour (275 millions de pi³ par jour). En réalité, cela aurait pour effet d'accroître la capacité de transport de l'embranchement est environ du quart, la portant à 38,2 millions de mètres cubes par jour (1,35 milliard de pi³ par jour).

On estime que la capacité du réseau actuel peut être accrue jusqu'au volume maximal de 51 millions de mètres cubes par jour (1,8 milliard de pi³ par jour). Dans les motifs de décision produits en juin 1989, l'Office a conclu que le coût estimatif de 34,5 millions de dollars des nouvelles installations était modeste en comparaison des avantages potentiels qu'elles pourraient offrir. (Les nouvelles installations ont été terminées et l'Office en a autorisé l'ouverture à la mi-novembre 1990. En décembre 1990, la Foothills a informé l'Administration du pipeline du Nord qu'elle projetait d'installer deux nouvelles stations de compression sur la portion albertaine de l'embranchement est afin d'assurer l'acheminement vers Empress d'un volume accru de gaz de quelque 16,35 millions de mètres cubes par jour (577 millions de pi³ par jour) en réponse à la demande de NOVA.)

Dans son rapport de l'année dernière, l'APN mentionnait que les dernières modalités de règlement avaient été arrêtées dans le cas du différend prolongé qui opposait la Pan-Alberta Gas Ltd. de Calgary (Alberta) et la United Gas Pipeline Co. Le règlement prévoyait que la Pan-Alberta assumerait les droits et obligations de la United concernant l'expédition, par l'entremise de la Northern Border, d'un volume pouvant atteindre 12,74 millions de mètres cubes par jour (450 millions de pi³ par jour), et que la Enron Corp. de Houston (Texas) se chargerait des intérêts de 12,25 p. 100 que la United avait dans la Northern Border. Dans sa décision de septembre 1989, la FERC maintenait cet accord et rejetait les requêtes à l'effet de soumettre l'affaire à une nouvelle audition.

## Le projet du pipeline de la vallée du Mackenzie

En août 1989, l'Office national de l'énergie a approuvé à certaines conditions les demandes d'autorisation d'Esso, de Gulf et de Shell aux fins d'exporter 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi³) de gaz canadien à partir du delta du Mackenzie sur une période de 20 ans à compter de 1996. Conformément à l'intention qu'elle avait annoncée, la Foothills a demandé à l'Office, en octobre 1989, l'autorisation de construire un pipeline de 1 646 km (1 023 milles) d'un diamètre de 864 mm (34 pouces)



de conception du réseau qui a été présentée par la Foothills en faveur de la nouvelle station a été approuvée en février 1989 par Kenneth W. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie, qui avait été nommé par le gouverneur en conseil pour remplir les fonctions de directeur et de fonctionnaire désigné en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Au cours de l'exercice 1989-1990, l'Administration a étudié plusieurs propositions soumises par la Foothills en conformité avec les conditions de la Loi sur le pipe-line du Nord et les autres règlements adoptés en vertu de cette loi. Ces propositions portaient sur un ensemble vaste et divers d'aspects techniques, socio-économiques et environnementaux du projet. Quelques propositions exigeaient aussi l'approbation de l'Office national de l'énergie ou du ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, l'honorable Donald Mazankowski, ou des deux à la fois. En outre, l'APN a suivi les procédures prévues dans l'accord conclu en 1980 entre le Canada et les États-Unis touchant l'achat aux fins du projet d'articles désignés tels que les tuyaux de grand diamètre, les compresseurs ainsi que les vannes et les raccords de grande taille. On pourra lire dans la suite de ce rapport un aperçu du problème soulevé par l'application de ces procédures d'achat aux projets d'expansion du gazoduc au sud de la frontière.

La Foothills a été autorisée en juin 1989 à commencer à préparer les lieux et à entreprendre la construction de la station de compression en août, tâche qui s'est poursuivie tout au long du reste de l'exercice. (L'Office national de l'énergie a autorisé l'ouverture de la station en juillet 1990 après l'achèvement des travaux de construction et la mise à l'essai requise des nouvelles installations.)

En avril 1989, la Foothills a soumis à l'Office national de l'énergie des plans pour accroître la capacité de transport de l'embranchement est en éliminant les restrictions qui pesaient sur la pression maximale d'exploitation par suite de l'intégration du pipe-line de la Foothills au réseau de la NOVA en Alberta et des pressions d'exploitation plus basses de l'usine pour l'extraction des liquides du gaz naturel d'Empress, près de la frontière de la Saskatchewan. Comme l'indiquait le rapport de l'APN de l'an dernier, la Foothills a proposé de supprimer la plupart de ses raccordements avec le pipe-line de la NOVA et de mettre en place des installations de décompression-recression atteignant à l'usine d'extraction d'Empress, ce qui lui permettrait d'accroître la capacité des livraisons à l'embranchement est de la Saskatchewan de quelque

(Cependant, même avant le retrait de sa demande de 1987 et le remplacement de celle-ci par une autre, l'état des plans d'expansion de la Northern Border s'était obscurci par suite de l'annonce faite en février 1990 par la Natural Gas Pipeline Co. of America qu'elle avait l'intention de chercher à se raccorder au point d'aboutissement de Ventura de la conduite actuelle de la Northern Border au moyen d'une conduite de 242 km (150 milles) de long et de 762 mm (30 pouces) de diamètre qui se dirigerait vers le sud pour se joindre à son réseau actuel. En mars, la Northern Border a annoncé qu'elle refusait d'accepter le raccordement proposé à cause des incertitudes d'ordre réglementaire qu'il créerait et du manque d'information précise concernant les fournisseurs et les acheteurs éventuels du gaz de la Natural Gas Pipeline Co. of America. Cette dernière a riposté plus tard au cours du même mois en alléguant que la position de la Northern Border était «anti-concurrentielle». En juin 1990 toute-fois, la Northern Border a demandé à la FERC d'émettre une ordonnance expliquant bien clairement quelles étaient précisément ses obligations — si elle en avait — de construire et d'exploiter des installations pour livrer du gaz à la Natural Gas, soulevant ainsi pour la première fois des questions de règlement sur l'application des nouvelles procédures, non contestées encore, que les États-Unis avaient adoptées comme moyen supplémentaire d'accroître la concurrence industrielle.)

En plus de ces plans d'expansion, la Northern Border a également maintenu auprès de la FERC une demande pour être autorisée à installer une nouvelle station de compression, numéro 10, sur le réseau actuel pour permettre certaines importations de gaz canadien totalisant 4,2 millions de mètres cubes par jour (150 millions de pi<sup>3</sup> par jour). Cette demande a eu des conséquences particulières sur la mise en œuvre de l'accord d'achats entre le Canada et les États-Unis comme on l'expose plus loin.

---

## — Développement du côté canadien

---

Dans son rapport annuel de 1988-1989, l'Administration du pipe-line du Nord a exposé à grands traits la proposition de la Foothills d'installer une nouvelle station de compression, numéro 393, près de Val-Marie en Saskatchewan. Le compresseur additionnel était destiné à assurer une sécurité accrue à l'exploitation de l'embranchement est et il devait également permettre d'accroître dans une certaine mesure la capacité de transport de cet embranchement. L'annexe au rapport

l'ANG et des autres parties intéressées ainsi qu'une réponse quelconque d'Altamont avant de déterminer comment répondre à l'avis d'opposition d'Altamont.)

### L'embranchement est — Développement du côté américain

Comme il a été noté dans les précédents rapports annuels, la Northern Border Pipeline Ltd., qui représente l'embranchement est du réseau aux États-Unis, a demandé à la FERC, en novembre 1987, d'être autorisée, en vertu de la section 7(c) du *Natural Gas Act*, à accroître considérablement la capacité de transport de la conduite de 1 326 km (822 milles) de 1 067 mm (42 pouces) qui s'étend depuis la frontière canadienne près de Monchy, en Saskatchewan, jusqu'à Ventura, dans l'Iowa, et de la prolonger de quelque 600 km (370 milles) depuis son point d'aboutissement actuel, situé à Ventura, jusqu'à Tuscola, dans l'Illinois. La capacité de l'extension proposée se serait élevée à environ 31 millions de mètres cubes par jour (1,1 milliard de pi³ par jour). En mars 1990, la Northern Border annonçait qu'elle retirait sa demande et se proposait d'en présenter une nouvelle en application de la procédure facultative de certificat de la FERC, qui prévoit un examen de contrôle abrégé.

(Dans cette demande révisée qu'elle a présentée à la FERC en juin 1990, la société a proposé d'ajouter sept compresseurs de plus et de prolonger le réseau de quelque 600 km (370 milles) depuis Ventura jusqu'à Tuscola avec du tuyau de 762 mm (30 pouces) de diamètre. La capacité du réseau actuel serait accrue d'environ 10,6 millions de mètres cubes par jour (373 millions de pi³ par jour) pour atteindre une capacité totale de 36,3 millions de mètres cubes par jour (1,28 milliard de pi³ par jour). La capacité du prolongement serait environ de 12,7 millions de mètres cubes par jour (450 millions de pi³ par jour). Le coût total était estimé à 373 millions de dollars américains. Par suite d'une demande supérieure aux prévisions initiales, la Northern Border annonçait en août qu'elle se proposait de modifier sa demande pour porter le diamètre du tuyau du prolongement vers Tuscola à 914 mm (36 pouces), ce qui augmenterait les coûts de quelque 60 millions de dollars. La société a précisé qu'une canalisation de plus grand diamètre accroîtrait la capacité du prolongement à environ 17 millions de mètres cubes par jour (600 millions de pi³ par jour) au début puis, finalement, à environ 28,3 millions de mètres cubes par jour (1 milliard de pi³ par jour).

capacité voulue pour augmenter les exportations de la Pan-Alberta Gas Ltd. au sud de la Californie depuis le niveau actuel de 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi³ par jour) jusqu'à celui de 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pi³ par jour). La Foothills a proposé d'installer un prolongement additionnel de 11 km (6,8 milles) de mailles unitiquement s'il était nécessaire à l'accroissement de la capacité de transport demandée par la Pan-Alberta et pour faire droit à cette demande-là seulement.

(Parce que l'ANG est soumise à la réglementation de l'Office national de l'énergie, elle lui a demandé l'autorisation d'installer trois nouveaux compresseurs et d'apporter d'autres modifications à son réseau pour permettre l'accroissement proposé de sa capacité.

(À l'heure actuelle, la portion constituée de l'embranchement ouest en Alberta est constituée de trois mailles du réseau du pipe-line de la NOVA. Dans sa présentation à l'Administration du pipe-line du Nord, la Foothills a déclaré qu'il sera nécessaire d'agrandir le réseau de la NOVA pour assurer à la portion albertaine de l'embranchement ouest la capacité de transport accrue dont elle aura besoin.

(En juillet 1990, un bureau canadien d'avocats, agissant au nom de l'Altamont — qui, comme on l'a mentionné plus haut, propose également d'augmenter les exportations de gaz canadien vers les marchés de l'ouest des États-Unis — déposait auprès de l'Office national de l'énergie et de l'Administration du pipe-line du Nord un avis d'opposition au processus de réglementation en vertu duquel la Foothills et l'ANG proposaient de poursuivre l'expansion prévue de l'embranchement ouest au sud de la Colombie-Britannique. L'Altamont faisait valoir que l'expansion connexe qui était proposée au sud de la frontière par la PG&E ne faisait pas partie de l'ANGTS et que, du même coup, l'expansion proposée par la Foothills ne faisait pas partie du certificat qui lui avait été accordé en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour la construction au Canada du gazoduc de la route de l'Alaska. L'Altamont soutenait qu'en conséquence, l'expansion du réseau du sud de la Colombie-Britannique relevait entièrement de la seule compétence de l'Office national de l'énergie. Par la suite, l'Altamont a modifié son opposition pour la limiter à l'expansion proposée par la PG&E pour permettre l'accroissement de capacité qu'elle recherchait, levant ainsi son opposition à cette expansion plus limitée qui était nécessaire à l'accroissement de la capacité de transport recherché par la Pan-Alberta. Au moment où ce rapport était rédigé, l'Office et l'Administration attendaient de recevoir les commentaires de la Foothills, de



L'embranchement ouest — Développement du côté américain

La Pacific Gas Transmission (PGT) et son entreprise affiliée, la Pacific Gas and Electric (PG&E), ont mis au point des plans visant presque à quadrupler la capacité de l'embranchement ouest de l'Alaska Natural Gas Transportation System aux États-Unis, la faisant passer de quelque 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi³ par jour) à environ 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de pi³ par jour) : ces plans ont continué de suivre la filière réglementaire. Le projet d'expansion qui vise à permettre d'accroître les importations du gaz canadien destiné à la Californie et aux États du nord-ouest dépend de l'approbation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) pour les portions du pipeline qui traversent plus d'un État, et de l'approbation de la California Public Utilities Commission (CPUC) pour les éléments du projet qui se limitent au territoire de cet État. Les deux sociétés proposent d'ajouter environ 1 400 km (845 miles) de mailles de 1 067 et de 914 mil-limètres (42 et 36 pouces) à leur réseau actuel à un coût estimatif de 1,2 milliard de dollars américains pour obtenir l'accroissement prévu de la capacité de transport du réseau.

Au cours des quelques dernières années, plusieurs sociétés — dont la PGT/PG&E — se sont disputé le droit de transporter des quantités accrues de gaz en réponse aux demandes croissantes de la Californie et d'autres États de l'ouest. Alors que trois des projets soumis prévoient l'utilisation du gaz des États-Unis mêmes, l'un des autres projets prévoit aussi des importations accrues de gaz canadien. L'Altamont Gas Transmission Project, qui compte Petro-Canada au nombre de ses partenaires, a présenté une proposition en juillet 1989 à l'effet d'acheminer environ 19,8 millions de mètres cubes de gaz par jour (700 millions de pi³ par jour) vers le sud, dans le Wyoming, pour se raccorder à la Kern River Gas Transmission Co. proposée, laquelle transporterait ensuite le gaz jusqu'aux marchés de la Californie.

Dans une décision rendue en février 1990, la CPUC a résolu de laisser aux forces du marché le soin de déterminer si l'un des projets ou plusieurs d'entre eux étaient économiquement et financièrement viables plutôt que de choisir elle-même entre les propositions des sociétés concurrentes. (En mai 1990, la FERC a convoqué une conférence technique pour étudier divers aspects des demandes soumises par la PGT/PG&E et l'Altamont en vertu de l'article habituel 7(c) du U.S. Natural Gas Act. La demande de l'Altamont fut par la

suite rejetée sans préjudice en raison du fait qu'elle négligeait de fournir certains renseignements essentiels. Cependant, l'Altamont a encore une demande devant la FERC en application de la nouvelle procédure facultative du certificat établie par la FERC. À la date de la rédaction du présent rapport, on n'était pas encore fixé sur la manière dont la demande de la PGT/PG&E serait traitée.)

— Développement du côté canadien

Au cours de l'exercice, la Foothills Pipe Lines Ltd. et l'Alberta Natural Gas Company Ltd. (ANG) ont largement discuté ensemble de l'expansion qu'on envisage de donner à l'embranchement ouest au Canada afin d'assurer la capacité accrue de transport qui sera nécessaire pour que le réseau du gazoduc de la route de l'Alaska puisse acheminer vers les États-Unis des importations de gaz canadien dont le volume aura presque quadruplé d'après ce que la PGT/PG&E est en train de planifier. L'ANG, qui appartient à 49 p. 100 à la PGT, possède à son tour une participation de 49 p. 100 dans la société Foothills (au sud de la C.-B.). Comme à l'époque de sa construction, l'embranchement ouest est encore constitué de quatre mailles du pipeline de l'ANG qui appartiennent à la Foothills. Ces mailles sont formées de 87,8 km (54,6 miles) de tuyau de 914 mm (36 pouces). La compression est assurée par l'ANG en sa qualité de composante du réseau intégré.

(En mai 1990, la Foothills et l'ANG ont présenté respectivement à l'Administration du pipeline du Nord et à l'Office national de l'énergie des demandes qui auraient eu pour effet d'augmenter la capacité de transport de l'embranchement ouest au sud de la C.-B. de quelque 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de pi³ par jour) à partir de son niveau actuel de 6,8 millions de mètres cubes (240 millions de pi³ par jour) à un coût estimatif de 167 millions de dollars. La Foothills a proposé d'ajouter un autre prolongement de 77,1 km (47,9 miles) de tuyau de 1 067 mm (42 pouces) pour se défaire presque entièrement des quatre mailles actuelles dont le diamètre est plus petit que celui des nouvelles sections de tuyau qui sont proposées. La demande de la Foothills à l'APN était contenue dans deux propositions d'annexes au rapport de conception du réseau qui a été rédigé pour le projet de gazoduc de la route de l'Alaska : l'une des annexes visait à faciliter au moyen de la PGT l'acheminement des importations accrues; l'autre visait à fournir la

# Les plans d'expansion du réseau du gazoduc et les autres développements du projet au Canada et aux États-Unis

## Les embranchements est et ouest

Dans son rapport de l'an dernier, l'Administration du pipeline du Nord a donné un aperçu des plans de construction des installations nouvelles qui serviront soit à renforcer la capacité d'exploitation des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska, soit à en accroître considérablement la capacité des deux côtés de la frontière. Au cours de l'exercice 1989-1990 qui fait l'objet du présent rapport, les promoteurs se sont employés à mettre en place les installations déjà autorisées pendant que les autres ajouts projetés continuaient de suivre la filière réglementaire au Canada et aux États-Unis.

Les deux embranchements sud du projet ont été construits au début des années 80 dans le but premier d'acheminer le gaz canadien vers les marchés américains. Leur construction a été approuvée par les deux gouvernements comme une première phase qui faciliterait la construction de la seconde phase du réseau, celle qui donnerait accès aux réserves américaines de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska, et peut-être aussi aux réserves canadiennes de la région du delta du Mackenzie. Les deux embranchements est et ouest partent d'un point situé près de Caroline, en Alberta, à 105 km (63 milles) environ au nord de Calgary, et s'étendent sur une distance de 2 992 km (1 858 milles) pour transporter le gaz vers les marchés du sud de la Californie et du Midwest américain. Ces embranchements représentent à peu près le

tiers du réseau proposé de la conduite principale, dont la longueur serait environ de 7 720 km (4 790 milles).

Les travaux de la seconde phase, qui permettraient au réseau d'atteindre son objectif premier — donner accès aux réserves américaines du versant nord de l'Alaska — ont été suspendus pour une période indéfinie à partir de 1982 en raison de la grave récession économique qui commençait et de l'état critique des marchés du gaz. Ces problèmes ont été par la suite aggravés par ce qui a été largement considéré dans les 48 États du sud comme un surplus important quoique temporaire des provisions américaines de gaz. Les embranchements sud du gazoduc, qui avaient initialement la capacité de transporter jusqu'à concurrence de 37 millions de mètres cubes de gaz par jour (1,3 milliard de pi<sup>3</sup> par jour), ont continué — en particulier l'embranchement est — pendant quelques années à fonctionner bien en deçà de leur capacité à cause de ces mêmes facteurs. Cependant, par suite de la demande croissante de gaz canadien aux États-Unis, les deux embranchements ont tous deux été exploités à leur capacité maximale, ou presque, au cours des dernières années, ce qui a amené les promoteurs des deux côtés de la frontière à élaborer des plans pour renforcer la capacité d'exploitation du réseau ou pour accroître sa capacité de transport en l'élargissant et en l'allongeant. Les pages suivantes offrent un aperçu des plans qui sont mis au point des deux côtés de la frontière.

naturel de la baie Prudhoe, réserves qui sont la base du projet conjoint de gazoduc des États-Unis et du Canada. En mars 1990, le ministère américain de l'Énergie a rejeté la requête de deux des promoteurs du projet, la Foothills Pipe Lines Ltd. et l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., à l'effet de soumettre la décision de novembre à une nouvelle audition. Même avant le rejet de cette demande par le ministère américain de l'Énergie, les promoteurs américains et canadiens avaient déposé ce qu'il est convenu d'appeler une plainte protectrice auprès de la cour américaine d'appel du district de Columbia comme moyen de préserver leur droit à une révision judiciaire de la décision. (En mai 1990, les deux promoteurs du projet ont formellement cherché à obtenir de la cour d'appel du district une révision judiciaire de la décision du ministère américain de l'Énergie. En juin 1990, l'intérêt de la Foothills dans l'affaire s'est accru du fait qu'elle a alors acquis la part de 22 p. 100 de l'actif de la société promotrice du segment de l'Alaska de l'ANGTS, part de l'actif qui était antérieurement détenue par une filiale de la United Gas Pipeline Co. Les autres actionnaires sont la Pacific Gas and Electric Co., les Williams Companies et la TransCanada Pipe Lines Ltd.).

Pour de plus amples renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur son tracé, ainsi que sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord, veuillez consulter les rapports annuels de 1978-1979 à 1984-1985.

Comme l'Administration le mentionnait dans son rapport de l'année dernière, le ministère américain de l'Énergie a, en novembre 1989, autorisé à certaines conditions la Yukon Pacific Corporation à exporter annuellement quelque 14 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié depuis la région de la baie Prudhoe vers les pays de la ceinture du Pacifique pendant une période de 25 ans. Les promoteurs américains et canadiens de l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) ainsi que le gouvernement canadien se sont dits préoccupés de ce que les exportations qu'on projetait de faire par le Trans-Alaska Gas System (TAGS) proposé pouvaient épuiser les réserves de gaz

ce gaz à partir de Caroline vers les marchés du sud.

pas mentionné quels plans elle avait pour acheminer de l'Office national de l'énergie, la société Foothills n'a cubes (1,2 milliard de pi³). Dans sa demande auprès du volume quotidien moyen de 34,10 millions de mètres cubés (1,2 milliard de pi³). Dans sa demande auprès de l'Office national de l'énergie, la société Foothills n'a point d'aboutissement nord des embranchements est qu'elle a proposé de raccorder à un prolongement du delta du Mackenzie et Boundary Lake, dans le nord de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, pipe-line l'Office l'autorisation de construire un pipe-line entre le du gazoduc de la route de l'Alaska, a demandé à société Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur canadien (ral). Conformément à son intention déjà annoncée, la accordée sous réserve de celle du gouvernement fédéral) période de 20 ans à partir déjà de 1996 (autorisation



# Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska : vue d'ensemble

du gazoduc de la route de l'Alaska qui donnera accès aux réserves américaines de gaz de la baie Prudhoe. Les promoteurs américains et canadiens du projet sont cependant restés convaincus que le raffermissement des conditions du marché ainsi que l'augmentation des prix du gaz naturel vont lever les obstacles au prolongement du gazoduc jusqu'au versant nord de l'Alaska à peu près vers la fin de la décennie.

Dans l'intervalle toutefois, les plans pour accroître considérablement la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska et permettre ainsi d'augmenter substantiellement l'exportation de gaz canadien vers les marchés des États américains de l'ouest et du Midwest ont fait l'objet de demandes instantes auprès des organismes de réglementation des deux côtés de la frontière. Ces plans prévoient l'accroissement de la capacité combinée des deux embranchements depuis 37,25 millions de mètres cubes par jour (1,3 milliard de pieds<sup>3</sup> par jour) jusqu'à 77,11 millions de mètres cubes par jour (2,7 milliards de pieds<sup>3</sup> par jour).

Même si les plans de construction de la seconde phase du réseau de pipe-line qui donnera accès aux réserves américaines du versant nord de l'Alaska sont restés en suspens, les plans d'exploitation des réserves arctiques du Canada de la région du delta du Mackenzie en vue de l'exportation aux États-Unis et aussi des possibilités de vente sur les marchés intérieurs du sud ont progressé notablement au cours de l'exercice. En août 1989, l'Office national de l'énergie a autorisé à certaines conditions l'exportation aux États-Unis par Esso, Gulf et Shell de 260 milliards de mètres cubes de gaz (9,2 billions de pieds<sup>3</sup>) sur une

Le projet d'augmenter de plus du double les exportations de gaz canadien aux États-Unis en accroissant considérablement la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska a continué de progresser au cours de l'exercice 1989-1990.

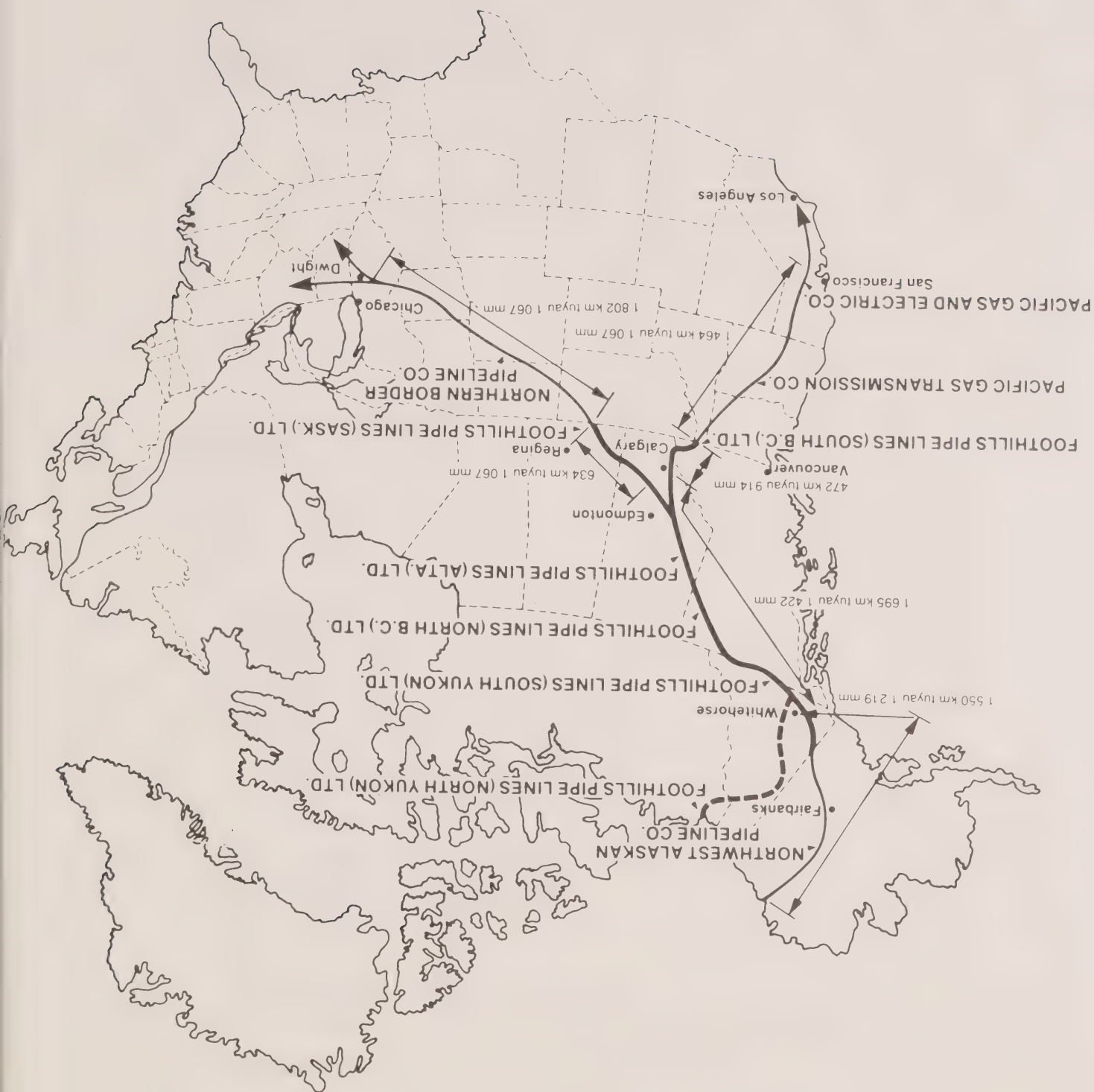
Ce projet d'accroître ainsi la capacité du gazoduc s'est formé par suite de l'augmentation soutenue de la consommation américaine de gaz, qui a atteint en 1989 quelque 18,8 billions de pieds cubes, soit une augmentation d'environ 9 p. 100 par rapport aux deux années précédentes; par suite aussi de la diminution constante de ce qu'on est convenu d'appeler la "bulle" américaine d'approvisionnement en gaz, ainsi que de la déréglementation des marchés du gaz.

En 1989, le volume total des exportations de gaz canadien aux États-Unis a atteint 37,9 milliards de mètres cubes (1,34 billion de pieds<sup>3</sup>), soit une augmentation de 5,4 p. 100 par rapport au volume de 1988, qui a été de 35,9 milliards de mètres cubes (1,27 billion de pieds<sup>3</sup>): cette augmentation a été modeste en comparaison de celle de 72 p. 100 qui s'est produite au cours des deux années précédentes, et elle témoigne ainsi des contraintes que l'utilisation presque à cent pour cent de l'actuelle capacité du gazoduc impose à la croissance ultérieure des exportations.

Même si l'on s'attendait généralement à ce que la demande de gaz naturel continue d'augmenter notablement dans un avenir prévisible, en partie à cause de l'impact moins négatif du gaz naturel sur l'environnement quand il sert de carburant dans la production de l'énergie électrique et dans la propulsion des véhicules, les conditions qui prévalent sur le marché ont continué de faire obstacle à la construction de la seconde phase



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



## Table des matières

Page

<b>Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska : Vue d'ensemble .....</b>	<b>1</b>
--	----------

<b>Les plans d'expansion du réseau du gazoduc et les autres développements du projet au Canada et aux États-Unis .....</b>	<b>3</b>
--	----------

Les embranchements est et ouest .....	3
---------------------------------------	---

L'embranchement ouest .....	4
-----------------------------	---

— Développement du côté américain .....	4
---	---

— Développement du côté canadien .....	4
--	---

L'embranchement est .....	5
---------------------------	---

— Développement du côté américain .....	5
---	---

— Développement du côté canadien .....	6
--	---

Le projet du pipe-line de la vallée du Mackenzie .....	7
--	---

Application de l'accord bilatéral d'achats .....	8
--	---

Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc .....	9
--	---

<b>Finances, personnel et langues officielles .....</b>	<b>11</b>
---	-----------

Finances et personnel .....	11
-----------------------------	----

Plan des langues officielles .....	11
------------------------------------	----

### Appendice

Rapport du Vérificateur général du Canada .....	13
---	----

### Ottawa – Siège social

M. Donald W. Campbell, directeur général

Edifice Lester B. Pearson

125, promenade Sussex

Ottawa (Ontario)

K1A 0G2



Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1990

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la Loi sur le pipe-line du Nord, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1990, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période. Pendant l'exercice, Gerald E. Shannon a assumé les fonctions de directeur général jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 1989, jour où je lui ai succédé.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Le directeur général de  
l'Administration du pipe-line  
du Nord,



Donald W. Campbell

L'honorable Donald Mazankowski, C.P., député  
Vice-premier ministre  
Président du Conseil privé et  
ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord  
Chambre des communes  
Ottawa (Ontario)



©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990  
N° de cat. C88-1/1990  
ISBN 0-662-58037-0



Administration du pipe-line du Nord

Northern Pipeline Agency  
Canada

# RAPPORT ANNUEL

1989-1990



**RAPPORT ANNUEL**  
**1989-1990**

**ADMINISTRATION**  
**DU PIPE-LINE**  
**DU NORD**



CAI  
NP  
- A 56

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1990-1991**

Canada





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

## **1990-1991**

©Minister of Supply and Services Canada 1991

Cat. No. C88-1/1991

ISBN 0-662-58754-5



Ottawa, Ontario,  
December 31, 1991.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1991, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*. During this fiscal year, your predecessor, the Honourable Donald Mazankowski, served as Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "Donald W. Campbell". The signature is fluid and cursive, with the first name "Donald" and last name "Campbell" clearly legible, and a middle initial "W." in between.

Donald W. Campbell,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Right Honourable Joe Clark, P.C., M.P.,  
President of the Queen's Privy Council,  
Minister Responsible for Constitutional Affairs,  
And Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

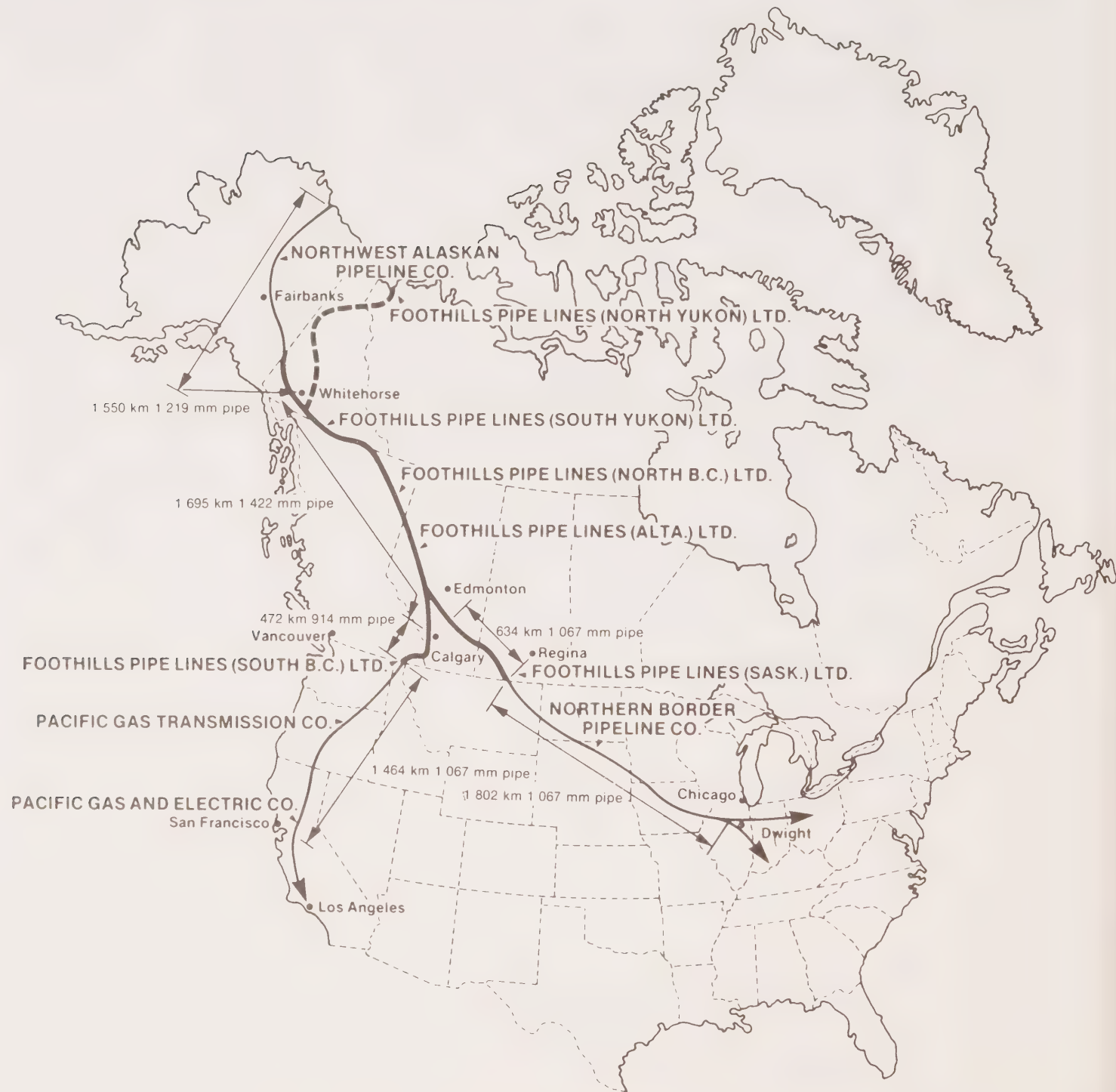
	Page
<b>Overview</b> .....	<b>1</b>
<b>Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project</b> .....	<b>3</b>
The Prebuild .....	3
The Western Leg	
— U.S. Developments .....	3
— Canadian Developments .....	
The Altamont Legal Challenge .....	4
Competing Proposals .....	6
The Eastern Leg	
— U.S. Developments .....	7
— Canadian Developments .....	7
Mackenzie Delta Gas Reserves .....	8
Implementation of the Bilateral Procurement Agreement .....	8
Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline .....	9
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	<b>11</b>
Finance and Personnel .....	11
Official Languages Plan .....	11
<b>Appendix</b>	
Report of the Auditor General of Canada .....	13

### Office of the Agency

Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario  
K1A 0G2  
Tel.: 993-7466  
Fax: 998-8787

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT





---

# Overview

---

Despite a significant weakening in U.S. gas markets, sponsors of the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline Project on both sides of the border continued to press ahead with plans for major expansions of their respective systems during the 1990-91 fiscal year.

In contrast to the 16 per cent increase that has taken place since 1986, demand for gas in the United States during the 1990 calendar year rose only fractionally to 532 billion cubic metres (18.8 trillion cubic feet – tcf). By early 1991, spot prices for natural gas had declined to historically low levels in real terms as a result of a variety of factors — abundant supplies, high inventories, unusually warm winter weather, the impact of economic recession and policies adopted by both federal and state regulators to promote increased competition in the industry.

In the face of these adverse developments, Canadian gas exports to the United States fared well. The total during 1990 increased by more than 7 per cent to 40.7 billion cubic metres (1.44 tcf), amounting to some 7.7 per cent of total U.S. consumption. Since average export prices for Canadian gas remained essentially unchanged from the previous year, revenues increased by around 6.5 per cent.

The weakening of the gas market south of the border did nothing to encourage various projects aimed at tapping U.S. natural gas reserves located on the North Slope of Alaska and Canadian reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea Region.

Plans for completing the second stage of what the United States terms the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) continued to remain on hold. A competing proposal by the Yukon Pacific Corporation to build the Trans-Alaska Gas System (TAGS) to begin exporting some 14 million tons a

year of Prudhoe Bay natural gas in liquefied form from Valdez on the south shore by tanker to a number of Pacific Rim countries, which was originally slated to begin in 1997, was put off until at least the turn of the century because of insufficient markets. In addition, the approval of the project by the U.S. Department of Energy in November, 1989, was being challenged in the courts by the Canadian sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline, Foothills Pipe Lines Ltd., and the U.S. sponsor of the Alaskan segment of the ANGTS, the Alaska Northwest Natural Gas Transportation Co.

Representatives of a consortium of three owners of Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta and three pipeline companies that originally planned to begin shipping gas to southern markets as early as 1996 have also indicated that the project is unlikely to be operational at least before the turn of the century because of unfavourable market conditions. In October, 1989, Foothills Pipe Lines submitted a proposal to build a pipeline from the Delta along the Mackenzie Valley to Boundary Lake in the vicinity of Northern British Columbia and Alberta, which it planned to link with the Alaska Highway Gas Pipeline through a 656 km (407 mi) extension from the present terminus of the prebuilt segment of the system at Caroline, Alberta. A subsequent agreement signed in March, 1991, by the six members of a consortium formed to build a pipeline to the South, which included Foothills, left open the question as to the design and route of the delivery system that would be proposed.

Notwithstanding current unfavourable market conditions, sponsors of projects designed to tap U.S. and Canadian Arctic gas reserves remained confident that they would become viable over the longer term. In part, their confidence was bolstered by recent amendments to the U.S. *Clean Air Act* and further legislative changes in prospect to implement parts of

the Bush Administration's National Energy Strategy that together have the effect of encouraging substantially increased gas consumption in an effort to reduce adverse environmental impacts.

As reported in last year's annual report, proposals for expanding the capacity of the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline on both sides of the border provide for a more than doubling the throughput of Canadian gas — mostly for export, directly or indirectly — from some 37.25 million cubic metres per day (1.3 billion cubic feet per day — bcf/d) to 77.11 million cubic metres (2.7 bcf/d). The plans of Canadian and U.S. sponsors for expanding the capacity of the Western Leg to provide for substantially increased Canadian gas deliveries to California and the Pacific Northwest states came into conflict with a competing project proposed by Altamont Gas to export up to 19.8 million cubic metres daily (700 million cubic feet a day — mmcf/d) to California markets through a new pipeline system. The sponsors proposing expansion of the Eastern and Western Legs also found themselves confronted by a number of regulatory hurdles, some of them raised by Altamont in the case of the proposed

expansions in Canada of the Eastern and Western Legs.

In 1980, the Canadian and U.S. governments entered into a Procurement Agreement designed to ensure that potential suppliers in each country had a fair opportunity to compete for the purchase by the pipeline sponsors on both sides of the border of certain designated items — mainline pipe, compressor units and large valves and fittings. The previous annual report outlined the nature of the concerns of the Northern Pipeline Agency that although the provisions of that Agreement were being implemented in the case of expansions of the prebuild in Canada, there appeared to be no disposition in the United States to reciprocate in the case of planned expansions south of the border. As explained later, this issue continued to be the subject of discussion by the Agency with its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, during the 1990-91 fiscal year.

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the pipeline, and/or the role of the Northern Pipeline Agency are referred to NPA annual reports for 1978-79 to 1984-85.

---

# Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

---

## The Prebuild

---

At the time that the U.S. and Canadian governments signed the 1977 agreement to join forces in facilitating the planning and construction by private sponsors of a pipeline to transport American natural gas from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to the lower 48 states, it was generally agreed that it would be desirable to "prebuild" the Western and Eastern Legs that would distribute the fuel to the western and mid-western regions of the continent.

The prebuild, which commences at Caroline, Alta — 105 km (63 mi) north of Calgary — consists of two legs stretching for a total distance of 2 992 km (1,858 mi). These Eastern and Western Legs were completed and became operational in the early 1980s for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to U.S. markets. Plans for completion of the second stage of the system north to Prudhoe Bay have remained suspended ever since, as noted earlier, because of deteriorating market conditions that made the project economically unviable.

By the late 1980s, however, a growing U.S. demand for gas and a steady decline in the domestic surplus, led major U.S. gas consumers and distributors to look increasingly to Canada as a source of additional long-term supplies. In particular, plans were formulated by the respective sponsors for expanding the capacity of the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline as an economical means of delivering substantially increased Canadian gas to U.S. markets in California, the Pacific Northwest and the mid-western states. Following is an outline of some of the more significant

developments that have occurred since the NPA's last annual report.

---

## The Western Leg — U.S. Developments

---

In the fall of 1989, the sponsors of the Western Leg of the ANGTS in the United States, the interstate Pacific Gas Transmission Co. (PGT) and its parent intrastate California company — Pacific Gas and Electric (PG&E) — submitted applications to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) and the California Public Utilities Commission (CPUC), their respective regulators, to increase the existing capacity of the ANGTS system of 8.5 million cubic metres a day (300 mmcf/d) by some 26.4 million cubic metres a day (932 mmcf/d). They proposed to achieve this increase through the addition of 1 400 km (845 mi) of loops to their existing systems at an estimated cost of \$1.5 billion (U.S.)

As previously reported, the CPUC in February, 1990, conditionally approved the PG&E application that was subject to its jurisdiction and in January, 1991, the FERC conditionally approved the application of the interstate PGT pipeline. At about the same time, the two regulatory bodies also conditionally approved the essentially competing application by the Altamont Gas Transmission Co. to build a 1 000 km (620 mi) pipeline from the Canadian border near Port of Wild Horse, Montana, to join with Kern River Gas Transmission Co. at Opal, Wyoming, for the delivery of up to 20.8 million cubic metres of Canadian gas daily (736 mmcf/d) to California and other western markets. Both regulators indicated that



they intended to leave it to the market to determine which of these proposals, as well as other supply projects utilizing domestic U.S. gas, would attract the financing required to proceed.

(In early August, 1991, FERC issued a final certificate authorizing the expansion of the PGT portion of the Western Leg in the United States. At the same time, however, the federal regulatory body declined to permit construction to commence until PGT had eliminated or justified an alleged "tying arrangement" with its parent company, PG&E. At issue basically was a requirement that the California state regulatory body imposed on PG&E with respect to tolls that the FERC considered potentially discriminatory and conducive to reduced competition. In October, the FERC agreed to remove this last hurdle.

(In late August, 1991, Altamont announced that it had accepted the terms of the certificate granted by the FERC and indicated it was ready to proceed with the \$580 million (U.S.) project. The vital question that remained to be determined, however, was whether firm financing was available with which to fund either or both projects proposed by PGT and Altamont.

(In early September, 1991, the competition took on a new complexion with the announcement that TransCanada PipeLines Ltd. had reached an agreement to acquire PGT from the parent PG&E and purchase PGT's 49 per cent interest in Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) for a price of between \$330 million to \$400 million (Cdn). ANG operates the pipeline in South B.C. that transports Alberta gas from the Alberta/B.C. border for delivery to PGT at Kingsgate, B.C.. The company also has a 49 per cent interest in the Foothills subsidiary operating in South B.C., which currently has four loops on the ANG system, the latter providing the compression required for the delivery of 5.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d) via the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline. In addition, TransCanada announced that it was also discussing the separate purchase of another affiliate, the Alberta and Southern Gas Co., which is the Canadian gas purchasing arm of PG&E. TransCanada, already one of the largest North American pipelines, was engaged in a \$2.5-billion expansion of its own system at the time it agreed to purchase PGT and take on its more than \$800-million share of the proposed expansion of the U.S. Western Leg.)

---

## — Canadian Developments The Altamont Legal Challenge

---

As noted in the annual report for the last fiscal year, Foothills and Alberta Natural Gas in May, 1990, submitted applications to the Northern Pipeline Agency and the National Energy Board, respectively, for authorization to undertake an integrated expansion of the capacity of the Western Leg in South B.C.. This would result in an increase in capacity of some 26.4 million cubic metres daily (932 mmcf/d) from the current limit of 6.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d). Foothills proposed to join together its four existing loops on the ANG system with the installation of another 77.1 km (47.9 mi) of 1 067 mm (42-inch) pipe. ANG's application proposed the installation of three new compressor units and modifications to existing units.

In late July, 1990, Altamont Gas Transmission Co. submitted a notice of its objection to the Foothills application to the NPA on two grounds, both of which had implications not only with respect to the expansion of the Western Leg, but also with respect to Foothills' proposed expansion of the Eastern Leg. As previously indicated, Altamont had by that time submitted an application to U.S. authorities for authorization to construct a pipeline for the import of Canadian gas that was competitive with the proposed expansion of the Western Leg of the ANGTS.

First, Altamont contended that the company's application to the Agency for authorization to expand the capacity of the Western Leg in South B.C. under the provisions of the licence granted as part of the *Northern Pipeline Act* was invalid because it was intended to facilitate the increased throughput over a long term of Canadian gas, an undertaking that was unrelated to the purposes of the Alaska Highway Gas Pipeline certificated by Parliament. For this reason, Altamont maintained, Foothills' application should come under the jurisdiction of the National Energy Board, not the Northern Pipeline Agency.

Second, Altamont argued that before Foothills could undertake further expansion of the prebuild it was required under the provisions of Condition I2 of Schedule III of the *Northern Pipeline Act* to establish that financing had been obtained for the whole of the portion of the Alaska Highway Gas Pipeline remaining to be built in Canada, rather than financing just for the proposed expansion of the prebuild. "There is no such financing and, thus, no proof of financing," Altamont stated in its letter of objection.



In response to the issues raised by the company, the Board and the Agency invited comments from a wide range of potentially-interested parties, as well as from Foothills and ANG. In mid-February, 1991, the Board and the Agency each responded to the issues raised by Altamont. Both dismissed its contention that the proposed expansion by Foothills of the Western Leg in South B.C. was beyond the scope of the certificate granted by Parliament under the *Northern Pipeline Act* and concluded that the planned project lawfully came under the jurisdiction of the NPA. Responding on behalf of the Agency, Kenneth Vollman, Administrator and Designated Officer of the NPA, noted that the additional pipe Foothills proposed to install followed the route of the system certificated by Parliament. Moreover, as the company stated, the additional pipe "essentially completes the pipeline portion of the Foothills (South B.C.) segment of the pipeline" as contemplated in the original System Design Report, Mr. Vollman pointed out. In addition, the expanded facilities would be available ultimately to transport both U.S. and Canadian Arctic gas supplies. Finally, he noted that the right of the federal government to authorize construction of the prebuild for the initial purpose of transporting Canadian gas to U.S. markets was upheld by the B.C. Supreme Court when it was challenged in the case of *Waddell v. Governor in Council* (1984). In his ruling, Mr. Justice Lysyk found that "there is nothing in the legislation which would appear to preclude staged construction of the northern pipeline being matched by staged financing."

With regard to the second point raised by Altamont, that related to financing, Mr. Vollman concluded that the company had made a persuasive case. Essentially, he agreed with Altamont's contention that Condition 12 of Schedule III of the Act required Foothills to satisfy both the Board and the Minister responsible for the NPA that financing had been obtained "for the northern section" — an interpretation that Foothills strongly contested. At the same time, the Designated Officer rejected Altamont's request that consideration of Foothills' application be stayed until, among other things, it had complied with the requirements of Condition 12. Mr. Vollman concluded that the issue raised by Altamont was at that stage hypothetical. Only after the NPA had approved in principle the expansion of facilities proposed by Foothills would the sponsoring company be required to meet a variety of other requirements, including the financing provisions laid down in Condition 12. For its part, the National Energy Board said that it had in particular read the findings and decisions of the NPA with respect to the issue relating to Condition 12 raised by Altamont and concurred with them.

At the end of February, Foothills wrote jointly to the Board and the Agency to request that either the NEB or the Designated Officer approve an amendment to the Condition, as either is empowered to do under Section 21 (4) of the *Northern Pipeline Act*, to remove any uncertainty with respect to the financing requirements. The effect of the proposed amendment was to stipulate that before commencing any additions to the pre-built sections of the pipeline in South B.C., Alberta and Saskatchewan, Foothills would be required to satisfy the Minister and the Board that financing had been obtained. This would eliminate any obligation on the company to establish in advance the availability of financing for the balance of the proposed line that would run northward from the prebuild to the Alaska-Yukon border.

Once again the Board invited written submissions from a large number of potentially-interested parties with respect to the amendment to Condition 12 proposed by the Canadian sponsor of the project. Of the 30 parties that responded, all but two supported the proposed amendment to Condition 12. Those objecting were Altamont and Amoco Canada Petroleum Co. Ltd., which is a partner in the Altamont project.

(In mid-May, 1991, the Board approved the amendment to the financing provision proposed by Foothills. "In summary," the NEB said in its Reasons for Decision, "the Board views the proposed amendment as a reasonable and practical approach to ensuring that the goals as enunciated in the NPA Act remain achievable over time and that Foothills remains committed to the completion of the overall project." In July, the Board's order was approved by the Governor in Council in keeping with the requirements of the *Northern Pipeline Act*.)

(In late June, prior to the Governor in Council's approval of the amendment to Condition 12, Altamont filed an application with the Trial Division of the Federal Court of Canada under Section 18 of the Federal Court Act requesting a Special Sitting of the Court. The company asked the Court to consider its submission that both the Board and the Northern Pipeline Agency lacked the jurisdiction to authorize the Foothills expansion in South B.C. to proceed under the provisions of the *Northern Pipeline Act*, which included the amendment to the financing provision. Provisionally, the Court set aside three days for a hearing of Altamont's application in late January, 1992. This application was later withdrawn.)

---

## Competing Proposals

---

Throughout the fiscal year and beyond, there were few developments directly involving the joint project proposed to the Board and the NPA by Foothills and Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) as a result of the focus on legal issues raised by Altamont and a still-outstanding request for information from the Board to ANG regarding the demand and supply of gas related to its proposed expansion.

(The outlook for the Western Leg expansion became clouded, however, as a result of efforts by the California Public Utilities Commission to require Pacific Gas and Electric to implement a system termed "capacity brokering" for the alleged purpose of increasing competition in the gas industry. The CPUC directives raised the possibility of a jurisdictional dispute with the FERC, the federal regulatory agency that has authority over the PGT part of the system south of the border that transports Canadian gas to PG&E at the California border. In addition, the moves by the CPUC also led PG&E's marketing arm, Alberta and Southern, to seek to renegotiate the provisions of long-term contracts with Alberta producers that were concluded in 1988, a move that was strongly disputed both by the producers and the provincial government.

(The proposed expansion of the Western Leg in Canada substantially to increase exports of Canadian gas via the PGT/PG&E part of the system in the United States became caught up in the dispute as a result of an application filed by the Canadian Petroleum Association (CPA) with the National Energy Board. The Association in late May, 1991, called on the Board to declare that the actions of the CPUC were contrary to the intent of Canadian and U.S. energy policy, the market-based procedures both regulatory agencies had agreed to follow, the NEB's issuance of a gas export licence in 1988 that was predicated on the terms of the underlying contracts, and the bilateral Free Trade Agreement. In addition, the CPA asked the Board to stipulate that, before approving any future exports over the PGT/PG&E system, it would have to be satisfied that gas sold by Alberta and Southern would be in compliance with the gas export licence. In early July, the Board invited written submissions on the question as to whether there should be a review of the issues raised by the Association and, if so, what form such review should take. The CPA had requested that these issues be examined in a public hearing.

(In late July, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) filed an application with the Board seeking authorization to construct a 300-metre pipeline to connect the proposed U.S. pipeline facilities of the Altamont Gas Transmission Co. with the NOVA pipeline system at the Alberta-Montana border. Altamont Canada claimed many strategic advantages for its pipeline. "Above all," it told the Board, "the vision of the Altamont project is to enable Canadian producers to access markets in southern California without the threat of state regulatory interference and without jeopardizing existing markets for Canadian gas such as, for example, the northern California markets." The company argued that authorization of both its project and the proposed expansion of the Western Leg could lead to the construction of redundant facilities. To avoid that possibility, Altamont Canada asked the Board to hold a comparative hearing on the two projects.

(In August, the Board turned down the request of the Canadian Petroleum Association that it defer consideration of the ANG application until it had completed consideration of its own application. By letter, the NEB advised the Association that it proposed to consider the ANG submission "on its own merits", which it considered "would not prejudice the fair disposition" of the CPA's application. At the same time, the Board dismissed Altamont Canada's request for a comparative hearing on its and ANG's applications, indicating instead that it intended to consider the ANG expansion proposal on its own merits through a written hearing. In September, the NEB issued directions on procedure with respect to the conduct of that hearing, which provided for ANG to file responses to the submissions of interested parties by late December, 1991.

(Shortly after the Board made public its proposed procedures for reviewing the ANG application and its earlier rejection of a comparative hearing as requested by Altamont, Alberta's Minister of Energy, the Honourable Rick Orman, indicated publicly that the government would use its authority over the removal of gas from the province to enable only one project to proceed. Subsequently, however, he announced that he would ask Alberta's Energy Resources Conservation Board to conduct a hearing to gather relevant information only on the two projects. At the same time, however, he expressed his hope that the final decision would be determined by market forces rather than by government.)



---

## The Eastern Leg

### — U.S. Developments

---

As indicated in the Agency's last annual report, Northern Border Pipeline Co. Ltd., sponsor of the Eastern Leg of the ANGTS in the United States, filed a new application in June, 1990, with the Federal Energy Regulatory Commission to expand and extend its system, replacing a previous application of 1987. It was also reported that Northern Border was engaged in a controversy with the Natural Gas Pipeline Co. of America, which proposed to acquire a connection with Northern Border at its existing terminus, Ventura, Iowa. Northern Border subsequently petitioned the FERC to resolve the dispute, a request that was overtaken by yet another application submitted by the company in January, 1991, that involved an agreement with Natural.

The revised application provided for Northern Border's purchase of Natural's existing Station 109 Pipeline extending for 238 km (147 mi) from Ventura to Harper, Iowa. In return, Natural would receive the right to connect with the Northern Border Pipeline at Ventura and to obtain firm capacity in the Station 109 Line of 7 million cubic metres per day (250 mmcf/d). In addition, the pipeline would be further extended from Harper to Tuscola, Ill., a distance of 374 km (231 mi). In all, the existing and extended system would stretch for a distance of 1 944 km (1,200 mi) and be capable of delivering an additional 21.24 million cubic metres of gas daily (750 mmcf/d). According to its application, some 78 per cent of the proposed new gas volumes to be transported through the system, 11.44 million cubic metres daily (404 mmcf/d), would be imported from Canada.

(In June, 1991, The Federal Energy Regulatory Commission issued an Order on Application that had the effect of dismissing Northern Border's application within 30 days if the company failed to file further information required to demonstrate that a sufficient market existed to support the extension of the system to Tuscola. The following month, Northern Border filed a request with the FERC for a limited rehearing to consider an amendment to its application under which it would continue to acquire Natural's line to Harper but for the present defer further extension of the system to Tuscola.)

---

## — Canadian Developments

---

As noted earlier, the legal challenge posed by Altamont with regard to the question of the NPA's jurisdiction and the provisions of Condition 12 of Schedule III of the *Northern Pipeline Act* regarding financing was directed at the proposed expansion of the Western Leg in South B.C. of the Alaska Highway Gas Pipeline, but appeared to raise issues that applied with equal force to the Eastern Leg.

In December, 1990, Foothills applied to the Designated Officer of the NPA for adoption of its proposed Addendum 5 to the System Design Report to provide approval in principle to its plan to construct two new compressor stations in Alberta in order to increase the capacity of the Eastern Leg in Alberta by 16.35 million cubic metres a day (577 mmcf/d). Foothills said the increased capacity was required to meet a request from NOVA for firm transportation of this additional quantity beginning in November, 1992. The two new Alberta stations, Numbers 363 and 365, would be located near Beiseker and at Gem, respectively. Foothills proposed also to modify its existing Station, 367, at Jenner, Alta. In addition, the company applied to the National Energy Board for authority to add a partial third train to the two already installed as part of new decompression/recompression facilities located at the liquid gas extraction plant at Empress, which were required to accommodate a previously-authorized increase in operating pressures on the Eastern Leg in Alberta following its desegregation from the NOVA pipeline system.

(In mid-April, 1991, the NPA's Designated Officer, Mr. Vollman, approved Addendum 5 to the System Design Report submitted by Foothills. In June, the NEB authorized Foothills to proceed with the addition to its decompression/recompression facilities. And in July, following the approval by the Governor in Council of the amendment to the provisions of Condition 12 of Schedule III of the *Northern Pipeline Act*, the NEB and the Commissioner of the NPA, Donald W. Campbell, acting on behalf of the Minister, concluded that Foothills had provided satisfactory proof that financing was available for the proposed expansion of the Eastern Leg in Alberta.)

---

## Mackenzie Delta Gas Reserves

---

In August, 1989, the National Energy Board approved the applications by Esso, Gulf and Shell to export 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of Canadian gas from the Mackenzie Delta over a 20-year period beginning as early as 1996. In the NPA's previous annual report, it was noted that in February, 1990, the Hon. Jake Epp, Minister of Energy, Mines and Resources, advised the NEB Chairman, Roland Priddle, that the necessary government approval of the export licences would be withheld until it was satisfied that the Board had complied with the federal Environmental Assessment and Review Guidelines in keeping with the jurisprudence established by two earlier court decisions. Subsequently, the Chairman advised the Minister that the Board intended to carry out an environmental screening of the proposed gas production facilities. At the time of writing the current report, however, the conclusion of that environmental review remained outstanding because of uncertainty created by yet another court ruling that raised questions about the extent of the Board's authority in the case of environmental matters.

The application to the Board by Foothills to construct a proposed Mackenzie Valley Pipeline to transport Delta gas to a point near Boundary Lake near the northern border of B.C. and Alberta and then connecting with an extension of the Alaska Highway Gas Pipeline from its present starting point at Caroline, Alta., continues to remain in abeyance pending the submission of additional information. It appeared possible, however, that the project as proposed could be overtaken by subsequent events.

In mid-March, 1991, it was announced that a consortium of six companies had signed a Statement of Principles to provide a basis for planning the development of a pipeline to transport gas from the Delta Region to southern markets. The consortium consists of the three major owners of Delta gas — Esso Resources Canada Ltd., Shell Canada Ltd., and Gulf Canada Resources Ltd. — and three pipeline companies — Interprovincial Pipeline Co., Polar Gas and Foothills, which put forward the original pipeline proposal. In announcing the signing of the Statement of Principles, the consortium said that no decision had been taken on the submission of an application to regulatory authorities. Nor did the companies indicate what their respective positions might be with respect to the ownership and management of the prospective pipeline.

---

## Implementation of the Bilateral Procurement Agreement

---

In 1980, the Canadian and U.S. governments entered into an accord designed to help achieve one of the undertakings of the 1977 agreement between the two countries with respect to the planning and construction of the proposed northern gas pipeline from the North Slope of Alaska to the western and mid-western areas of the lower 48 states. That involved the responsibility each government assumed under the agreement to ensure that the supply of goods and services for this massive project would be obtained "on generally competitive terms".

The 1980 Procurement Agreement established a process covering the bid lists, specifications and recommendations of sponsors to purchase certain designated items — mainline pipe, compressor units and large valves and fittings, a process that was aimed at ensuring that procurement was carried out on a generally competitive basis and that potential suppliers in both countries had a fair opportunity to participate.

The previous annual report outlined the concern that the Northern Pipeline Agency had conveyed to its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, that while Canada had proceeded to implement the procurement process in connection with expansions of the prebuild begun in the late 1980s, there appeared to be no disposition to do so in the case of planned expansions of the system south of the border. The matter was brought to a head in a letter to the then-Acting Federal Inspector, Melvin Hurwitz, from Northern Border contending that a new compressor station the company proposed to install on the Eastern Leg in the United States was not part of the ANGTS and, therefore, not subject to the provisions of either the 1977 Pipeline Agreement or the 1980 Procurement Agreement between the two countries.

In response to the concerns expressed by the Commissioner of the Northern Pipeline Agency in a letter to the Acting Federal Inspector, Mr. Hurwitz said that since Northern Border had elected not to seek authorization for the proposed expansion under the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, and thus had forgone the considerable judicial and regulation advantages available under that legislation, "decisions concerning ANGTS status by a sponsor should be conclusive in most situations." In response, Mr. Campbell sought consultations on the issue as pro-



vided for under the two bilateral agreements. During the course of a subsequent meeting in Washington in early September, 1990, Mr. Hurwitz indicated he was prepared to consult the Executive Policy Board, an advisory body composed of senior officials from a number of different U.S. departments and agencies, on the desirability of seeking voluntary compliance with the provisions of the Procurement Agreement by the prebuild sponsors.

This proposal was never acted on prior to the nomination by the President and subsequent confirmation by the Senate of Michael J. Bayer as Federal Inspector in October, 1990. In a letter to the new Federal Inspector shortly following his appointment, Mr. Campbell outlined his concerns with respect to the lack of reciprocity on the U.S. side in implementing the procurement provisions with respect to proposed expansions of the prebuild south of the border. The Commissioner advised his U.S. counterpart that he was initiating the procurement process in the case of a proposed expansion of the Eastern Leg in Alberta in order to provide him with the opportunity to consider this issue, but at the same time stipulated that he did so without prejudice, reserving the right to terminate the process at any time if it appeared that the United States were not prepared to reciprocate. At a subsequent meeting in Ottawa in late February, 1991, the Federal Inspector raised the possibility of entering discussions with the U.S. sponsors of the Western and Eastern Legs about complying voluntarily with the provisions of the Procurement Agreement.

(In early April, 1991, Mr. Bayer wrote to the Commissioner to initiate the procurement process in the case of large valves and fittings to be purchased by PGT/PG&E following an agreement in principle by the sponsors of the Western Leg in the United States to meet the Federal Inspector's request. By that time, however, procurement had been completed for all of the mainline pipe and compressor units required for the expansion. It also became evident that PGT/PG&E had virtually completed the bid process for large valves and fittings when the Northern Pipeline Agency was invited to comment on the specifications and proposed bid list, with the result that there was no opportunity to consider the inclusion of potential Canadian suppliers suggested by the Agency.

(In his first report as Federal Inspector to the President and Congress, Mr. Bayer referred, among other things, to the issue that had been raised with respect to procurement. He noted that in both cases the sponsors of the proposed expansions had sought regulatory authorization under the provisions of the

*Natural Gas Act*, rather than the *Alaska Natural Gas Transportation Act* — which requires compliance by sponsors with the Procurement Agreement. However, the Federal Inspector said that since each of the proposed projects substantially tracked the planned second phase of the two legs, he had requested and the sponsors had agreed that, "wherever feasible, the procurement activities for this project will be processed in a manner that will substantially address the objectives of the reciprocal procedures, which were adopted by the United States and Canada for the procurement of specified items ..." Mr. Bayer pointed out that the matter of procurement with respect to the proposed expansions of the Eastern and Western Legs had been the subject of consultations between the OFI and the NPA and stated that at that point the question had been "resolved to our mutual satisfaction".

(In a subsequent exchange of correspondence in late August and early September, 1991, the Federal Inspector requested that consultations be held with respect to a document dealing with the evaluation of Canadian benefits of procurement for the pipeline in Canada, which was included in the specifications issued by the Canadian sponsor for large valves and fittings required as part of the proposed expansion of the Eastern Leg north of the border. For his part, Mr. Campbell indicated that, from a Canadian perspective, Mr. Bayer's contention that the procurement issue had been resolved to the satisfaction of both sides rather overstated the case, particularly given a number of unanswered questions concerning the status of procurement of designated items for the Eastern Leg expansion in the United States. The Commissioner welcomed a meeting at their earliest convenience for the purpose of mutual consultations on their respective concerns.)

---

### **Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline**

---

In Canada, the main focus of the Northern Pipeline Agency during the fiscal year was on matters outlined earlier in this report — the proposed expansions of the Eastern and Western Legs, the legal issues raised by Altamont in connection with those undertakings, and the bilateral implementation of the 1980 Procurement Agreement.

Donald W. Campbell served as Commissioner of the NPA in addition to his duties as Deputy Minister

for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs. Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, also served as Administrator and Designated Officer of the Agency.

(On April 21, 1991, The Right Honourable Joe Clark, for a number of years the Secretary of State for External Affairs, was appointed President of the Privy Council and Minister responsible for Constitutional Affairs. In addition to the special responsibilities assigned to him with respect to constitutional matters, as President of the Privy Council he also became Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. Mr. Clark succeeded The Honourable Don Mazankowski, the Deputy Prime Minister — previously Minister of Agriculture, President of the Privy Council and Minister responsible for the NPA — who was appointed Minister of Finance.)

The Agency remained obligated to the National Energy Board for making available on a contractual basis the services of its staff to provide the Agency

with all of the technical information and advice it required to discharge its regulatory responsibilities. Staff of the NEB also continued to provide administrative support services to the NPA. As in the past, the costs of all services provided by the Board have been billed to the Agency and are recovered subsequently from Foothills in the same manner as other NPA costs, in keeping with the requirements of the *Northern Pipeline Act*.

(In early September, 1991, the head office of the National Energy Board was moved from Ottawa to Calgary at the direction of the federal government. It is anticipated that NEB staff will continue to provide support services to the Agency as required.)

As previously reported, Michael Bayer was nominated by President Bush and confirmed by the Senate in October, 1990 as Federal Inspector, his Office being the counterpart of the Northern Pipeline Agency. Mr. Bayer took over from Melvin Hurwitz, who for some years served as Acting Federal Inspector.

---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

---

## Finance and Personnel

---

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1991, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1990-91 provided \$530,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$308,000. At year-end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the

*National Energy Board Act*. During the year, \$268,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which \$73,000 related to prior year costs. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

---

## Official Languages Plan

---

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.







AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency

I have audited the statement of net recoverable expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1991. This financial statement is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial statement based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statement is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, this statement presents fairly, in all material respects, the net recoverable expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1991 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, FCA  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

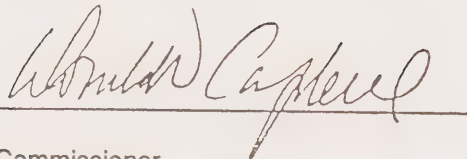
Ottawa, Canada  
July 26, 1991

# NORTHERN PIPELINE AGENCY

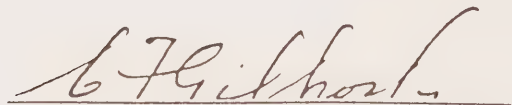
## Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts March 31, 1991

	<u>1991</u>	<u>1990</u>
<u>Net recoverable expenditure</u>		
Expenditure		
Professional and special service	\$ 151,559	\$ 107,087
Salaries and employee benefits	88,652	79,763
Employee contingency plan (Note 3)	43,074	—
Rentals and office accommodation	19,941	15,149
Travel and communications	3,099	7,422
Material, supplies and upkeep	1,792	1,028
	<hr/>	<hr/>
Total expenditure funded by parliamentary appropriations (Note 4)	308,117	210,449
	<hr/>	<hr/>
Less: Non-recoverable portion of employee benefits	13,176	12,123
Refunds of prior year expenditure	—	1,822
	<hr/>	<hr/>
	13,176	13,945
	<hr/>	<hr/>
Net recoverable expenditure (Note 5)	<u>\$ 294,941</u>	<u>\$ 196,504</u>
	<hr/>	<hr/>
<u>Receipts</u>		
Recovery of net recoverable expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 5)	\$ 268,346	\$ 160,766
Easement fees	30,400	30,400
	<hr/>	<hr/>
	<u>\$ 298,746</u>	<u>\$ 191,166</u>
	<hr/>	<hr/>

Approved by:



Commissioner



Senior Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts March 31, 1991

---

#### 1. Authority, objective and operations

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditure is funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

#### Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

#### 3. Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received upon separation. During the year, the Agency paid out \$43,074 under the plan.

#### 4. Expenditure

Expenditure for the year was funded as follows:

	<u>1991</u>	<u>1990</u>
Parliamentary appropriations		
Privy Council		
Vote 30 (Vote 25 in 1990)		
Program expenditure	\$ 530,000	\$ 390,000
Statutory — Contributions to employee benefit plans	<u>27,000</u>	<u>22,000</u>
	557,000	412,000
Amount not required	<u>248,883</u>	<u>201,551</u>
	<u>\$ 308,117</u>	<u>\$ 210,449</u>

#### 5. Account with Foothills Pipe Lines Ltd.

	<u>1991</u>	<u>1990</u>
Net recoverable expenditure	<u>\$ 294,941</u>	<u>\$ 196,504</u>
Less: current year recovery	268,346	160,766
Less: current year recovery applicable to prior years	<u>73,469</u>	<u>37,731</u>
	<u>194,877</u>	<u>123,035</u>
Balance recoverable at year-end	<u>\$ 100,064</u>	<u>73,469</u>

Recovery of expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. is based on quarterly billings.

#### 6. Related party transactions

The expenditure includes the cost of services provided by other federal government departments and agencies. These costs aggregate \$101,879 (1990 — \$101,462). Professional and special assistance and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

#### 7. Comparative figures

For comparative purposes, some 1990 figures have been reclassified to conform to the 1991 presentation.



traitement lors de leur cessation d'emploi. Au cours de l'exercice, l'Administration a versé 43 074\$ en vertu du régime.

4. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante :

	1991	1990
Crédits parlementaires		
Conseil Privé		
Crédit 30 (Crédit 25 en 1990)		
Dépenses du programme	530 000 \$	390 000 \$
Statutaire — Contributions aux régimes	27 000	22 000
d'avantages sociaux des employés		
Montant non requis	557 000	412 000
	248 883	201 551
	308 117 \$	210 449 \$

5. Compte avec la Foothills Pipe Lines Ltd.

	1991	1990
Dépenses remboursables nettes	294 941 \$	196 504 \$
Moins : recouvrement de l'exercice	268 346	160 766
Moins : recouvrement de l'exercice		
attribuable aux dépenses des		
exercices précédents	73 469	37 731
	194 877	123 035
Solde à recevoir à la fin de l'exercice	100 064 \$	73 469 \$

Le recouvrement de dépenses auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

6. Opérations entre apparentés

Les dépenses incluent le coût des services fournis par les autres ministères et organismes du gouvernement fédéral. Ces coûts totalisent 101 879 \$ (101 462 \$ en 1990). L'aide professionnelle et les autres services spéciaux ainsi que la fourniture de locaux représentent des principaux services fournis par les apparentés.

7. Chiffres comparatifs

À des fins de comparaison, certains chiffres de 1990 ont été reclassifiés pour être conformes à la présentation du présent exercice.

## 1. Pouvoirs, objectif et activités

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord. L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires. Cependant, en vertu de sa Loi constitutive et du Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie, l'Administration doit recouvrer ses dépenses annuelles d'exploitation auprès des sociétés qui détiennent les certificats de commodité et nécessité publiques émis par l'Administration. Actuellement, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont versées au Trésor et l'Administration ne peut s'en servir.

## Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

## 2. Conventions comptables

## Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux régimes de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement.

## Recettes

Les recettes sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse.

## 3. Régime de prévoyance des employés

Les employés des niveaux supérieurs ainsi que certains employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur

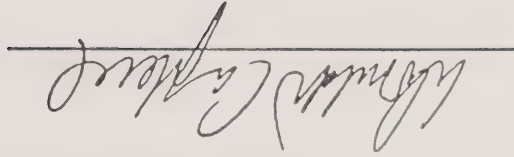
# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice  
terminé le 31 mars 1991

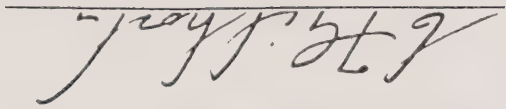
1991	1990	Dépenses remboursables nettes
		Dépenses
151 559 \$	107 087 \$	Services professionnels et spéciaux
88 652	79 763	Traitements et prestations aux employés
43 074	—	Régime de prévoyance des employés (note 3)
19 941	15 149	Location de matériel et de locaux
3 099	7 422	Déplacements et information
1 792	1 028	Fournitures, approvisionnement et entretien
308 117	210 449	Total des dépenses financées à l'aide de crédits parlementaires (note 4)
13 176	12 123	Moins : Partie non remboursable des prestations aux employés
—	1 822	Recouvrement de dépenses d'exercices précédents
13 176	13 945	Dépenses remboursables nettes (note 5)
294 941 \$	196 504 \$	Recettes
268 346 \$	160 766 \$	Recouvrement des dépenses remboursables nettes auprès de Foothills Pipe Lines Ltd. (note 5)
30 400	30 400	Droits de servitude
298 746 \$	191 166 \$	

Approuvé par :

Le directeur général,



L'agent financier supérieur,





VERIFICATEUR GENERAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VERIFICATEUR

Au ministre chargé de  
l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1991. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'état financier. La vérification comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la représentation d'ensemble de l'état financier.

A mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses remboursables nettes et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1991 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada

D. Larry Meyers, FCA  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 26 juillet 1991



# Finances, personnel et langues officielles

*l'énergie*. Pendant l'année, 268 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont 73 000 \$ pour des dépenses de l'année précédente. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Toutes les sommes recouvrées ont été créditées au Trésor du Canada.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pré-

voit que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1991.

En 1990-1991, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 530 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 308 000 \$. À la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit des renseignements et des conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de*

ment fédéral. On prévoit que le personnel de l'ONE continuera d'assurer les services de soutien dont l'Administration aura besoin.)

Comme on l'a signalé précédemment, Michael Bayer a été nommé inspecteur fédéral par le Prési-

dent Bush et sa nomination a été confirmée par le Sénat en octobre 1990; l'Office of the Federal Inspector est l'organisme américain équivalent de l'Administration du pipe-line du Nord. M. Bayer a pris la relève de M. Melvin Hurwitz qui avait assuré l'intérim pendant quelques années.

## Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc

Au Canada, ce sont surtout les questions que nous venons de souligner qui ont attiré l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord au cours du dernier exercice : les projets d'expansion des embranchements est et ouest, les questions d'ordre juridique soulevées par l'Altamont relativement à ces travaux et la mise en oeuvre de l'accord bilatéral d'achats de 1980.

Outre ses fonctions de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire d'Etat associé aux Affaires extérieures, Donald W. Campbell a assumé la direction générale de l'APN. Kenneth W. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie, a également occupé le poste d'administrateur et de fonctionnaire désigné de l'Administration.

(Le 21 avril 1991, le très honorable Joe Clark, après avoir été secrétaire d'Etat aux Affaires extérieures pendant plusieurs années, a été nommé président du Conseil privé et ministre responsable des Affaires constitutionnelles. Outre les responsabilités particulières qui lui ont été attribuées à l'égard des questions constitutionnelles, il est également devenu ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord en sa qualité de président du Conseil privé. M. Clark succède à l'honorable Don Mazankowski, vice-premier ministre et auparavant ministre de l'Agriculture, président du Conseil privé et ministre responsable de l'APN, qui a été nommé ministre des Finances.)

L'Administration est encore redevable envers l'Office national de l'énergie de mettre à sa disposition, à titre contractuel, les services des membres de son personnel pour la faire bénéficier de leurs renseignements et de leurs conseils dans la mesure requise à l'exercice par l'APN de ses fonctions de réglementation. Les employés de l'ONE ont aussi continué de fournir des services de soutien administratif à l'APN. Comme par le passé, les coûts de tous les services assurés par l'Office ont été facturés à l'Administration et sont recouvrables auprès de la Foothills de la même façon que les autres coûts de l'APN, conformément à la Loi sur le pipe-line du Nord.

(Au début du mois de septembre 1991, le siège de l'Office national de l'énergie est passé d'Ottawa à Calgary, conformément à une directive du gouverne-

vannes et les raccords de grande taille lorsque l'Administration du pipe-line du Nord a été invitée à faire des commentaires à l'égard des spécifications et du projet de liste de soumission; c'est pourquoi la possibilité d'inclure d'éventuels fournisseurs canadiens proposée par l'Administration ne s'est pas concrétisée.

(Dans son premier rapport au Président et au Congrès, l'inspecteur fédéral Bayer a notamment fait état de la question qui avait été soulevée en matière d'achats. Il a noté que, dans les deux cas, les promoteurs des projets d'expansion avaient demandé leurs autorisations en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act* plutôt que de celles de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*, laquelle exige que les promoteurs respectent l'accord bilatéral sur les achats. Toutefois, l'inspecteur fédéral a déclaré que, étant donné que chaque projet suivait en substance la deuxième phase prévue des deux embranchements, il avait obtenu des promoteurs que, dans la mesure du possible, les achats relatifs à ce projet se fassent dans le respect des objectifs des procédures réciproques qui ont été adoptées par les Etats-Unis et le Canada à l'égard des articles désignés. M. Bayer a souligné que la question des achats en vue du projet d'expansion des embranchements est et ouest avait fait l'objet de consultations entre l'OFI et l'APN et il a déclaré que la question était maintenant réglée à la satisfaction de tous.

(Dans un échange de lettres survenu ultérieurement à la fin du mois d'août et au début du mois de septembre 1991, l'inspecteur fédéral a demandé que des consultations aient lieu à l'égard d'un document portant sur l'évaluation des avantages canadiens des achats effectués pour le pipe-line au Canada, document qui était inclus dans les spécifications émises par le promoteur canadien à l'égard des vannes et des raccords de grande taille nécessaires au projet d'expansion de l'embranchement est, au nord de la frontière. Pour sa part, M. Campbell a signifié que, d'un point de vue canadien, l'affirmation de M. Bayer soutenant que la question des achats avait été réglée à la satisfaction des deux parties était exagérée, particulièrement à cause du nombre de questions laissées sans réponse en ce qui avait trait à la situation des achats d'articles désignés pour l'expansion de l'embranchement est aux Etats-Unis. Le directeur général a accueilli favorablement l'idée de la tenue d'une rencontre le plus tôt possible afin que les deux représentants puissent se consulter au sujet de leurs préoccupations respectives.)



En 1980, les gouvernements canadien et américain ont conclu un accord destiné à favoriser le respect d'un engagement pris dans le cadre d'une entente conclue en 1977 entre les deux pays à l'égard de la planification et de la construction du pipeline qu'on envisageait d'installer à partir du versant nord de l'Alaska jusqu'à des régions de l'Ouest et du Mid-Ouest des États-Unis. En vertu de cette entente, il incombait à chaque gouvernement de veiller à ce que les approvisionnements en biens et services de cet énorme projet se fassent généralement dans des conditions de concurrence.

L'accord d'achats de 1980 établit un processus à l'égard des listes de soumissions, des spécifications et des recommandations des promoteurs concernant l'achat de certains articles désignés, c'est-à-dire les tuyaux de grand diamètre, les compresseurs, les vannes et les raccords de grande taille; le processus vise à assurer une concurrence générale en matière d'approvisionnement et à donner des chances égales aux fournisseurs des deux côtés de la frontière.

Dans le rapport annuel précédent, on fait état de la préoccupation dont l'Administration du pipeline du Nord a fait part à son vis-à-vis américain, l'Office of the Federal Inspector, c'est-à-dire que le Canada avait mis en œuvre le processus d'achats relativement au prolongement des tronçons entrepris à la fin des années 1980, mais qu'on ne semblait pas disposé à faire de même dans le cas des prolongements prévus du réseau de l'autre côté de la frontière. La situation s'est envenimée lorsque, dans une lettre adressée à l'inspecteur fédéral interimaire, Melvin Hurwitz, la Northern Border a soutenu que la nouvelle station de compression qu'elle se proposait d'installer sur l'embranchement est, aux États-Unis, ne faisait pas partie du RTGNA et que, par conséquent, elle n'était régie par aucune des dispositions de l'entente de 1977 sur le pipeline ou de l'accord bilatéral d'achats conclus entre les deux pays.

En réponse aux préoccupations exprimées par le directeur général de l'Administration du pipeline du Nord dans une lettre adressée à l'inspecteur fédéral interimaire, M. Hurwitz a déclaré que, étant donné que la Northern Border avait décidé de ne pas demander l'autorisation de construire le prolongement proposé en vertu de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act* et qu'elle avait par conséquent renoncé aux avantages judiciaires et réglementaires considé-

rables dont elle aurait pu bénéficier en vertu de cette loi, "les décisions prises par un promoteur concernant la situation du RTGNA devraient être définitives dans la plupart des cas" (traduction). En réponse, M. Campbell a demandé la tenue de consultations à l'égard de cette question, conformément aux deux accords bilatéraux. Au cours d'une rencontre tenue à Washington au début du mois de septembre 1990, M. Hurwitz a fait savoir qu'il était disposé à consulter l'Executive Policy Board, un organisme consultatif composé de hauts fonctionnaires de certains départements et organismes américains, afin de déterminer s'il était souhaitable de demander aux promoteurs des embranchements de respecter sur une base volontaire les dispositions de l'accord concernant les achats.

Il n'a pas été donné suite à cette proposition avant la nomination de Michael J. Bayer au poste d'inspecteur fédéral, en octobre 1990, par le Président et la confirmation ultérieure par le Sénat. Dans une lettre adressée au nouvel inspecteur fédéral peu après sa nomination, M. Campbell a fait part de ses préoccupations à l'égard de l'absence de réciprocité du côté américain en ce qui a trait à la mise en œuvre des dispositions concernant les achats relativement aux projets d'expansion des embranchements, au sud de la frontière. Le directeur général a informé son homologue américain qu'il mettait en branle le processus d'achats à l'égard du projet d'expansion de l'embranchement est en Alberta afin de lui donner la chance d'examiner cette question, mais par la même occasion, il a bien précisé que tout cela se faisait sans préjudice et qu'il se réservait le droit de mettre fin au processus à tout moment si les États-Unis ne semblaient pas disposés à procéder de la même manière. À une réunion tenue ultérieurement à Ottawa à la fin du mois de février 1991, l'inspecteur fédéral a évoqué la possibilité d'entreprendre des discussions avec les promoteurs américains des embranchements ouest et est au sujet du respect, sur une base volontaire, des dispositions de l'accord concernant les achats.

(Au début du mois d'avril 1991, M. Bayer a écrit au directeur général afin de mettre en branle le processus d'achats des vannes et des raccords de grande taille que devait acheter la PGT/PG&E, lorsque les promoteurs de l'embranchement ouest aux États-Unis ont convenu en principe d'accéder à la demande de l'inspecteur fédéral. Mais, à ce moment, tous les achats de tuyaux de grand diamètre et de compresseurs destinés au prolongement avaient déjà été effectués. De plus, il était devenu évident que la PGT/PG&E avait pratiquement terminé le processus de soumission concernant les



Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources avait écrit au président de l'ONE, Roland Fiddle, pour l'informer que le gouvernement refuserait de donner les approbations nécessaires des licences d'exportation jusqu'à ce qu'il soit convaincu du respect par l'Office des lignes directrices fédérales concernant l'évaluation environnementale, conformément à la jurisprudence établie par deux décisions des tribunaux. Par la suite, le président a informé le ministre que l'Office se proposait de procéder à un examen environnemental des projets d'installation de production gazière. Au moment de la rédaction du présent rapport, toutefois, les conclusions de l'examen environnemental en question n'étaient pas encore connues en raison de l'incertitude à laquelle donnait lieu une autre décision des tribunaux soulevant des questions au sujet de la compétence de l'Office en matière d'environnement.

La demande d'autorisation présentée à l'Office par la Foothills en vue de la construction proposée d'un pipeline dans la vallée du Mackenzie aux fins du transport de gaz du Delta jusqu'à un point situé près de Boundary Lake, à la frontière nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, et en vue du raccord subséquent avec un embranchement du gazoduc de la route de l'Alaska à partir de son point de départ situé à Caroline (Alberta) est toujours en suspens en attendant la présentation de renseignements supplémentaires. Il semblait toutefois possible que le projet proposé puisse être à la merci d'événements ultérieurs.

Au milieu du mois de mars 1991, on a annoncé qu'un consortium de six compagnies avait signé une déclaration de principe qui servirait de base à la planification d'un pipeline destiné au transport du gaz de la région du Delta vers les marchés du sud. Le consortium est composé des trois grands propriétaires des réserves de gaz du Delta, soit Esso Res-sources Canada Ltée, Shell Canada Ltée et Res-sources Gulf Canada Ltée, et de trois entreprises d'exploitation de pipeline, l'Interprovincial Pipeline Co., la Polar Gas et la Foothills, laquelle avait déjà présenté une première proposition de pipeline. En annonçant la signature de la déclaration de principe, les représentants du consortium ont affirmé qu'aucune décision n'avait été prise quant à la présentation d'une demande aux organismes de réglementation, et les entreprises qui en font partie n'ont pas fait état de ce que pourraient être leurs positions respectives en ce qui a trait à la propriété et à la gestion de l'éventuel pipeline.

mais elle semble avoir soulevé des questions tout aussi applicables à l'embranchement est.

En décembre 1990, la Foothills a demandé au fonctionnaire désigné de l'APN d'adopter le projet d'Addendum 5 du rapport de conception du réseau pour que l'organisme approuve en principe son plan de construction de deux nouveaux groupes compresseurs en Alberta, qui lui permettraient d'accroître la capacité de l'embranchement est albertain de 16,35 millions de mètres cubes par jour (577 millions de pi<sup>3</sup>/j). La Foothills a déclaré qu'il était nécessaire d'accroître la capacité pour répondre à une demande ferme de la NOVA à l'égard du transport de cette quantité supplémentaire à compter de novembre 1992. Les deux nouvelles stations albertaines, les numéros 363 et 365 seraient situées près de Beiseker et à Gern respectivement. La Foothills a également proposé de modifier sa station existante, la n° 367, située à Jenner (Alberta). En outre, la compagnie a demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'ajouter un troisième train partiel à ceux qui sont déjà installés, lequel fera partie des nouvelles installations de décompression/recompression situées à l'usine d'extraction de gaz liquide, à Empress, installations qui doivent permettre d'accroître la pression à un niveau déjà autorisé dans l'embranchement est albertain, lorsqu'il sera détaché du réseau de pipeline NOVA.

(À la mi-avril 1991, le fonctionnaire désigné de l'APN, M. Vollman, a approuvé l'Addendum 5 du rapport de conception du réseau présenté par la Foothills. En juin, l'ONE a autorisé la Foothills à construire les ajouts de ses installations de décompression-recompression, et en juillet, après approbation par le gouverneur en conseil de la modification de la modalité n° 12 de l'Annexe III de la Loi sur le pipeline du Nord, l'ONE et le directeur général de l'APN, Donald W. Campbell, agissant au nom du ministre, ont conclu que la Foothills avait prouvé de façon satisfaisante qu'elle disposait du financement nécessaire au projet d'expansion de l'embranchement est en Alberta.)

## Les réserves de gaz du delta du Mackenzie

En août 1989, l'Office national de l'énergie a approuvé les demandes d'autorisation d'Esso, de Gulf et de Shell aux fins de l'exportation de 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi<sup>3</sup>) de gaz canadien à partir du delta du Mackenzie sur une période de 20 ans, dès 1996. Dans son dernier rapport annuel, l'APN a noté que, en février 1990, l'hon.

entraînerait la construction d'installations en trop. Afin d'éviter cette éventualité, Altamont Canada a demandé à l'Office de tenir une audience comparative sur les deux projets.

(En août, l'Office a rejeté la requête de l'Association pétrolière du Canada qui voulait faire retarder l'étude de la demande de l'ANG jusqu'à ce que l'étude de sa propre demande soit terminée. Dans une lettre, l'ONE a informé l'Association qu'il se proposait d'étudier la demande d'ANG "au mérite", ce qui, d'après l'organisme, ne porterait pas atteinte au traitement équitable de la requête de l'APC. Par la même occasion, l'Office a rejeté la requête d'Altamont Canada en vue de la tenue d'une audience comparative de sa propre demande et de celle de l'ANG, laissant plutôt savoir qu'il avait l'intention de procéder à une étude des dossiers du projet d'expansion de l'ANG afin d'en évaluer les mérites. En septembre, l'ONE a émis des directives sur les méthodes à suivre à l'égard de cette étude, permettant ainsi à l'ANG de répondre aux mémoires présentés par les parties intéressées avant la fin de décembre 1991.

(Peu après que l'Office eut rendu publiques les méthodes qu'il se proposait de suivre pour étudier la demande de l'ANG et qu'il eut fait connaître son refus de procéder à une audience comparative comme le demandait l'Altamont, le ministre de l'Énergie de l'Alberta, l'honorable Rick Orman, a déclaré publiquement que le gouvernement se servirait de ses compétences en matière d'exportation du gaz pour ne permettre l'exécution que d'un seul projet. Toutefois, il a annoncé ultérieurement qu'il demanderait à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta de tenir des audiences à la seule fin de réunir des renseignements sur les deux projets. Il a toutefois déclaré, par la même occasion, qu'il espérait que la décision finale serait déterminée par les forces du marché plutôt que par le gouvernement.)

**L'embranchement est — Développement du côté américain**

Comme il a été souligné dans le dernier rapport annuel de l'Administration, la Northern Border Pipeline Co. Ltd., promoteur de l'embranchement est du RTGNA aux États-Unis, a présenté une nouvelle demande à la Federal Energy Regulatory Commission en juin 1990 pour développer son réseau et pour remplacer sa demande de 1987. Il a également été rapporté que la Northern Border était au cœur

d'une controverse avec la Natural Gas Pipeline Co. of America qui se proposait d'acquérir un branchement raccordé au terminal de la Northern Border à Ventura (Iowa). La Northern Border a ensuite demandé à la FERC de résoudre le litige, mais sa demande a été remplacée par une autre qu'elle a présentée en janvier 1991 et qui faisait état d'une entente avec la Natural.

Dans sa nouvelle requête, la Northern Border prévoyait faire l'achat de la station de pipe-line n° 109 de la Natural, laquelle s'étend sur 238 km (147 mi), de la Ventura à Harper (Iowa). En retour, la Natural se verrait accorder le droit de se raccorder au pipe-line de la Northern Border, à Ventura, et d'obtenir une capacité ferme de 7 millions de mètres cubes par jour (250 millions de pi<sup>3</sup>/j) à la station 109. En outre, le pipe-line serait prolongé de Harper à Tuscola (Ill.), sur une distance de 374 km (231 mi). En tout, le réseau complet s'étendrait sur une distance de 1 944 km (1 200 mi) et aurait une capacité de livraison supplémentaire de 21,24 millions de mètres cubes de gaz par jour (750 millions de pi<sup>3</sup>/j). D'après cette requête, quelque 78 p. 100 des nouveaux volumes de gaz qui seraient transportés par le réseau, soit 11,44 millions de mètres cubes quotidiennement (404 millions de pi<sup>3</sup>/j) seraient importés du Canada.

(En juin 1991, la Federal Energy Regulatory Commission a émis une ordonnance concernant la demande et ayant pour effet de rejeter la requête de la Northern Border dans les 30 jours suivants si la compagnie ne présentait pas les renseignements demandés pour démontrer qu'il existe un marché suffisamment grand pour supporter le prolongement du réseau jusqu'à Tuscola. Le mois suivant, la Northern Border a présenté une requête à la FERC en vue d'une reprise de l'audience dans le seul but d'étudier une modification apportée à sa requête: elle poursuivrait son acquisition de la ligne de la Natural jusqu'à Harper mais, pour l'instant, reporterait tout prolongement du réseau jusqu'à Tuscola.)

**— Développement du côté canadien**

Comme nous l'avons souligné plus tôt, la contestation de l'Altamont devant les tribunaux en ce qui a trait à la juridiction de l'APN et à la modalité 12 de l'Annexe III de la Loi sur le pipe-line du Nord concernant le financement visait le projet d'expansion de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique,



frontière qui assure le transport du gaz canadien vers la PG&E à la frontière de la Californie. En outre, les actions de la CPUC ont poussé l'agence de mise en marché de la PG&E, l'Alberta and Southern, à tenter de renégocier les dispositions du contrat à long terme conclu avec les producteurs albertains en 1988, ce qui a soulevé une vive opposition de la part de ces derniers et du gouvernement provincial.

(Le projet d'expansion de l'embranchement ouest au Canada dans le but d'accroître substantiellement les exportations de gaz canadien par l'entremise de la portion de la PGT/PG&E faisant partie du réseau américain a été mêlé au litige par suite de la présentation d'une requête à l'Office national de l'énergie par l'Association pétrolière du Canada (APC). À la fin du mois de mai 1991, l'Association a demandé à l'Office de déclarer que les actions de la CPUC contrevenaient à l'esprit des politiques énergétiques canadiennes et américaines, aux procédures axées sur le marché que les deux organismes de réglementation avaient convenu de suivre, à la délivrance de permis d'exportation de gaz par l'ONE en 1988, laquelle était fondée sur les conditions prévues des contrats à conclure et à l'Accord de libre-échange. De plus, l'APC a demandé à l'Office de déclarer que, avant d'approuver toute exportation future par le réseau PGT/PG&E, il lui faudrait être convaincu que le gaz vendu par l'Alberta and Southern serait conforme aux exigences de la licence d'exportation. Au début de juillet, l'Office a demandé qu'on lui présente des mémoires sur la question de savoir s'il y avait lieu de procéder à un examen des arguments soulevés par l'Association et, le cas échéant, quelle forme cet examen devrait prendre. L'APC avait demandé que ces questions soient examinées au cours d'une audience publique.

(À la fin du mois de juillet, l'Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) a demandé à l'Office, dans une requête, l'autorisation de construire un pipe-line de 300 mètres destiné à relier les installations américaines projetées de l'Altamont Gas Transmission Co. avec le réseau de pipe-line NOVA, à la frontière entre l'Alberta et le Montana. Altamont Canada vantait les nombreux avantages stratégiques de son pipe-line. Elle a déclaré à l'Office que le but du projet de l'Altamont est surtout de permettre aux producteurs canadiens d'accéder aux marchés de la Californie du sud sans avoir à subir la menace d'une ingérence réglementaire de la part de l'état et sans mettre en danger les marchés existants du gaz canadien comme, par exemple, les marchés du nord de la Californie. La compagnie soutenait que l'autorisation à la fois de son projet et du projet d'expansion de l'embranchement ouest

(Au milieu du mois de mai 1991, l'Office a approuvé la modification proposée par la Foothills à l'égard de la disposition touchant le financement. Dans les motifs de sa décision, l'ONE a déclaré que, en résumé, il considère le projet de modification comme une démarche raisonnable et pratique qui permettra de conserver les objectifs de réalisation énoncés dans la Loi et à la Foothills de maintenir son engagement à l'égard de l'achèvement de l'ensemble du projet. En juillet, l'ordonnance de l'Office a été approuvée par le gouverneur en conseil, conformément aux exigences de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

(À la fin juin, avant l'approbation de la modification de la modalité n° 12 par le gouverneur en conseil, l'Altamont s'est adressée à la Division de première instance de la Cour fédérale conformément à l'article 18 de la *Loi sur la Cour fédérale* pour demander la tenue d'une session extraordinaire. La compagnie a demandé au tribunal d'étudier son argument selon lequel la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont la disposition concernant le financement avait été modifiée, ne donnait pas juridiction à l'Office ni à l'Administration du pipe-line du Nord pour autoriser la Foothills à procéder à une expansion dans le sud de la Colombie-Britannique. Provisoirement, la Cour a prévu trois jours d'audiences pour l'étude de la requête d'Altamont, à la fin de janvier 1992. Cette requête a ultérieurement été retirée.)

## Propositions concurrentes

Tout au cours de l'exercice et même après la fin de celui-ci, peu de faits nouveaux touchant directement le projet conjoint proposé à l'Office et à l'ANP par la Foothills et l'Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) se sont produits en raison de l'attention qui a été portée sur les questions d'ordre juridique soulevées par l'Altamont et également parce que l'Office attend toujours les renseignements qu'il a demandés à l'ANG concernant l'offre et la demande de gaz liées à l'expansion proposée.

(Les perspectives de prolongement de l'embranchement ouest se sont toutefois assombries par suite des efforts déployés par la California Public Utilities Commission en vue d'exiger de la Pacific Gas and Electric qu'elle mette en oeuvre un régime dit de "courtage de capacité" en vue, présument, d'accroître la concurrence dans l'industrie gazière. Les directives de la CPUC pourraient donner lieu à une bataille de compétences avec la FERC, l'organisme fédéral de réglementation ayant autorité sur la partie du réseau relevant de la PGT au sud de la

cevable étant donnée qu'elle visait à faciliter l'accroissement du volume de gaz canadien transporté à long terme, entrepise n'ayant aucun lien avec les buts du gazoduc de la route de l'Alaska pour lequel le Parlement avait émis un certificat. Pour cette raison, l'Altamont soutient que la demande de la Foothills relève de l'Office national de l'énergie plutôt que de l'Administration du pipe-line du Nord.

Ensuite, l'Altamont soutient que, avant de pouvoir prolonger davantage l'embranchement, la modalité n° 12 de l'Annexe III de la Loi sur le pipe-line du Nord exige de prouver que le financement a été obtenu pour toute la portion du gazoduc de la route de l'Alaska qui reste encore à construire au Canada, plutôt que pour la seule expansion de l'embranchement existant. Dans son avis d'opposition, l'Altamont déclare que pareil financement n'existe pas et qu'il n'y a donc aucune preuve de son existence.

En réponse aux questions soulevées par la compagnie, l'Office et l'Administration ont demandé à diverses parties susceptibles d'être intéressées, de même qu'à la Foothills et à l'ANG, de leur faire part de leurs observations. Au milieu du mois de février 1991, l'Office et l'Administration ont tous deux répondu aux questions soulevées par l'expansion de l'embranchement ouest proposée par la Foothills dans le sud de la Colombie-Britannique dépassant la portée du certificat accordé par le Parlement en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord et ont conclu que le projet relève légalement de l'APN. Répondant au nom de l'Administration, Kenneth Vollman, administrateur et fonctionnaire désigné de l'APN, a fait remarquer que la conduite supplémentaire que la Foothills propose d'installer suit la route du réseau pour lequel le Parlement a accordé un certificat. De plus, comme l'a déclaré la Foothills, le pipe-line supplémentaire sert essentiellement à compléter sa propre portion du pipe-line (sud de la Colombie-Britannique) comme l'envisageait le premier rapport de conception du réseau, à soutenir M. Vollman. En outre, les nouvelles installations pourraient en fin de compte servir à l'acheminement des gaz américain et canadien provenant de l'Arctique. Enfin, il a fait remarquer que le droit du gouvernement fédéral d'autoriser la construction de l'embranchement aux fins, tout d'abord, du transport du gaz canadien vers les marchés américains a été maintenu par la Cour suprême de la Colombie-Britannique lorsqu'il a fait l'objet d'une contestation dans l'affaire *Waddell v. Governor in Council (1984)*. Dans sa décision, le juge Lysyk a conclu que la législation ne semble pas empêcher le jumelage de la construction par étape du pipe-line du Nord à un financement par étape.

En ce qui a trait au deuxième point soulevé par Altamont, concernant le financement, M. Vollman a conclu que la compagnie avait un argument de taille. Essentiellement, il convenait avec Altamont que la modalité n° 12 de l'Annexe III de la Loi obligeait la Foothills à convaincre à la fois l'Office et le ministre responsable de l'APN que le financement avait été obtenu à l'égard de la section nord, interprétation que la Foothills a vivement contestée. Par la même occasion, le fonctionnaire désigné a rejeté la demande d'Altamont qui voulait que soit remise l'étude de la demande de la Foothills jusqu'à ce qu'elle ait, notamment, respecté les conditions de la modalité n° 12. M. Vollman a conclu que, à ce moment, la question soulevée par Altamont était purement hypothétique. Le promoteur ne serait tenu de satisfaire à diverses autres exigences, y compris les questions de financement établies par la modalité n° 12, qu'après l'approbation en principe par l'APN de l'expansion des installations proposées par la Foothills. Pour sa part, l'Office national de l'énergie a déclaré avoir lu attentivement les conclusions et la décision de l'APN en ce qui a trait à la question soulevée par Altamont concernant la modalité n° 12 et s'est dit d'accord avec l'Administration.

À la fin de février, la Foothills a écrit à l'Office et à l'Administration pour leur demander que l'ONE ou le fonctionnaire désigné approuve une modification de la modalité, comme ils sont tous deux autorisés à le faire en vertu du paragraphe 21(4) de la Loi sur le pipe-line du Nord, de manière à dissiper toute incertitude entourant les exigences concernant le financement. En vertu de cette modification, la Foothills serait tenue de convaincre le ministre et l'Office qu'elle dispose du financement nécessaire avant d'entreprendre la construction de tout ajout aux embranchements du pipe-line dans le sud de la Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. Ainsi, la compagnie ne serait plus tenue d'établir à l'avance la disponibilité du financement du reste du tracé proposé qui se dirigerait vers le nord à partir de l'embranchement déjà construit, jusqu'à la frontière de l'Alaska et du Yukon.

L'Office demanda de nouveau à un grand nombre de parties susceptibles d'être intéressées de lui faire parvenir des mémoires écrits concernant la modification de la modalité n° 12 proposée par le promoteur canadien du projet. Sur les 30 parties qui ont répondu, toutes sauf deux ont donné leur appui au projet de modification de la modalité n° 12, celles qui s'y sont opposées étant l'Altamont et l'Amoco Canada Petroleum Co. Ltd., une partenaire du projet Alta-mont.



canadienne près de Port of Wild Horse (Montana) jusqu'aux installations de la Kern River Gas Transmission Co., à Opal (Wyoming) aux fins de la livraison de quantités de gaz canadien pouvant atteindre quotidiennement les 20,8 millions de mètres cubes (736 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) à la Californie et à d'autres marchés de l'ouest. Les deux organismes de réglementation ont fait part de leur intention de laisser les forces du marché déterminer la proposition qui, avec d'autres projets d'approvisionnement en gaz américain, attirerait le financement nécessaire à l'exécution du projet.

(Au début d'août 1991, la FERC a émis un certificat final autorisant l'expansion de la portion de la PGT de l'embranchement ouest aux États-Unis. Par ailleurs, l'organisme fédéral de réglementation a refusé de permettre que commence la construction jusqu'à ce que la PGT ait supprimé ou justifié un présumé arrangement qui le liait à son entreprise affiliée, la PG&E. Essentiellement, la question portait sur une exigence que l'organisme de réglementation californien imposait à la PG&E en ce qui a trait aux droits, exigence que la FERC considérait comme susceptible de donner lieu à de la discrimination et à une concurrence réduite. En octobre, la FERC acceptait de lever ce dernier obstacle.

(À la fin du mois d'août 1991, Altamont annonçait qu'elle acceptait les conditions du certificat que lui avait accordé la FERC et qu'elle était disposée à exécuter le projet de 580 millions de dollars (US). Il restait toutefois à savoir, et c'était la une question essentielle, s'il existait un financement ferme à l'égard de l'un ou l'autre projet ou des deux proposés par la PGT et Altamont.

(Au début septembre 1991, la rivalité a pris un nouveau tour lorsque la TransCanada Pipelines Ltd. a annoncé qu'elle avait conclu une entente lui permettant de faire l'acquisition de la PGT auprès de la société mère PG&E et d'acheter les 49 p. 100 de parts que détenait la PGT dans l'Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) pour une somme évaluée entre 330 millions et 400 millions de dollars (Can). L'ANG exploite le pipe-line du sud de la Colombie-Britannique qui sert à transporter le gaz albertain à partir de la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique jusqu'aux installations de la PGT situées à Kingsgate (C.-B.). L'entreprise détient également 49 p. 100 de la société affiliée de la Foothills, qui exploite dans le sud de la Colombie-Britannique et qui possède actuellement quatre mailles dans le réseau de l'ANG, cette dernière assurant la compression nécessaire à la livraison de 5,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) en passant par l'embranchement

ment ouest du gazoduc de la route de l'Alaska. En outre, la TransCanada a annoncé qu'elle discutait de l'achat, séparément, d'une autre affiliée, l'Alberta and Southern Gas Co., chargée des achats de gaz canadien pour la PG&E. La TransCanada étant déjà l'une des plus grandes entreprises de pipe-line nord-américaines, était engagée dans un programme d'expansion d'une valeur de 2,5 milliards de dollars de son réseau au moment où elle a convenu d'acheter la PGT et sa part de plus de 800 millions de dollars dans le prolongement proposé de l'embranchement ouest américain.)

### — Développement du côté canadien La contestation d'Altamont devant les tribunaux

Comme nous l'avons noté dans notre rapport annuel de l'année précédente, la Foothills et l'Alberta Natural Gas ont présenté respectivement à l'Administration du pipe-line du Nord et à l'Office national de l'énergie, en mai 1990, des demandes d'autorisation en vue d'une expansion intégrée de la capacité de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique, ce qui aurait pour résultat d'accroître la capacité de quelque 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ), laquelle est actuellement limitée à 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ). La Foothills propose de relier ses 4 mailles existantes du réseau de l'ANG grâce à l'installation de 71,1 autres km (47,9 mi) de pipe-line de 1 067 mm (42 po). La demande de l'ANG propose l'installation de trois nouveaux groupes compresseurs et la modification des groupes existants.

À la fin de juillet 1990, l'Altamont Gas Transmission Co. a présenté un avis d'opposition à la demande faite par la Foothills à l'APN, et ce, pour deux motifs ayant des répercussions non seulement sur l'expansion de l'embranchement ouest, mais également sur celle de l'embranchement est proposé par la Foothills. Il a été souligné précédemment que l'Altamont avait à cette époque demandé aux autorités américaines la permission de construire un pipe-line pour l'importation de gaz canadien, pipe-line qui ferait concurrence à l'expansion proposée de l'embranchement ouest du RTGNA.

Tout d'abord, l'Altamont soutient que la demande présentée par l'entreprise à l'Administration en vue d'accroître la capacité de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique, en vertu des dispositions de la licence accordée conformément à la *Loi sur le pipe-line du Nord* n'était pas re-

# Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska

## Les embranchements est et ouest

Au moment où les gouvernements américain et canadien ont conclu l'accord de 1977 qui leur permettait de s'unir pour faciliter la planification et la construction, par des promoteurs privés, d'un pipeline destiné au transport du gaz naturel américain de la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, vers les états du sud, on convenait généralement qu'il était souhaitable de construire à l'avance les embranchements est et ouest qui permettraient la distribution du combustible dans les régions de l'Ouest et du Mid-Ouest du continent.

Les embranchements, qui commencent à Caroline (Alberta), à 105 km (63 mi) au nord de Calgary, couvrent une distance totale de 2 992 km (1 858 mi). Les embranchements ont été terminés et sont entrés en service au début des années 80 aux fins, tout d'abord, du transport du surplus de gaz canadien vers les marchés américains. Les projets d'achèvement de la deuxième phase du réseau vers le nord jusqu'à la baie Prudhoe sont restés en suspens depuis, comme il a été noté précédemment, en raison de la détérioration des conditions du marché, laquelle fait que le projet n'est pas viable économiquement.

À la fin des années 1980, toutefois, une demande croissante de gaz et le déclin systématique du surplus américain ont poussé les grands consommateurs et distributeurs de gaz des États-Unis à se tourner davantage vers le Canada en tant que source d'approvisionnement supplémentaire à long terme. En particulier, des projets ont été proposés par les promoteurs de chacun des embranchements en vue d'accroître leur capacité respective, car sou-

## L'embranchement ouest — Développement du côté américain

tennent-ils, il s'agit là d'un moyen économique de livrer des quantités sensiblement accrues de gaz canadien vers les marchés américains de la Californie, du Nord-ouest et du Mid-Ouest. On trouvera dans les pages qui suivent un aperçu des développements les plus importants qui sont survenus depuis le dernier rapport annuel de l'APN.

À l'automne 1989, les promoteurs de l'embranchement ouest du RTGNA aux États-Unis, la Pacific Gas Transmission Co. (PGT) et son entreprise affiliée de la Californie, la Pacific Gas and Electric (PG&E) ont présenté des requêtes à leurs organismes de réglementation respectifs, soit la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et la California Public Utilities Commission (CPUC), en vue d'accroître la capacité du RTGNA, alors de 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pi<sup>3</sup>/j), de quelque 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de pi<sup>3</sup>/j). Elles se proposaient d'y parvenir grâce à l'ajout de mailles de 1 400 km (845 mi) à leurs réseaux existants, à un coût évalué à 1,5 milliard (US).

Comme nous l'avons souligné précédemment, en février 1990, la CPUC a approuvé de façon conditionnelle la requête de la PG&E dont elle assure la réglementation, en janvier 1991, la FERC approuvait de façon conditionnelle la requête de la PGT. À peu près à la même époque, les deux organismes de réglementation ont également approuvé de façon conditionnelle une requête concurrente présentée par l'Altamont Gas Transmission Co. visant à construire 1 000 km (620 mi) de pipe-line, de la frontière



pipe-line vers le sud, qui comprend la Foothills, n'ont pas pris de décision quant à la conception et au tracé qui seraient adoptés pour le réseau proposé.

Malgré les conditions défavorables du marché, les promoteurs des projets d'exploitation des réserves de gaz arctiques américaines et canadiennes demeurent convaincus que ces derniers seront viables à long terme. Les dernières modifications qui ont été apportées au *Clean Air Act* américain et d'autres changements législatifs qui devraient être adoptés dans le cadre de la mise en oeuvre de certaines parties de la stratégie nationale énergétique de l'Administration Bush et qui auront pour effet d'encourager l'accroissement substantiel de la consommation de gaz aux fins de la réduction des effets nuisibles sur l'environnement ont contribué à accroître cette confiance.

Comme nous l'avons souligné dans notre rapport annuel précédent, les propositions visant à accroître la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska des deux côtés de la frontière ont pour but d'augmenter de plus du double le débit du gaz canadien, en majeure partie pour l'exportation directe ou indirecte, ce qui le ferait passer de quelque 37,25 millions de mètres cubes par jour (1,3 milliard de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) à 77,11 millions de mètres cubes (2,7 milliards de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ). Les projets d'accroissement de la capacité de l'embranchement ouest envisagés par les promoteurs canadiens et américains en vue d'augmenter sensiblement les livraisons de gaz canadien à la Californie et aux États du nord-ouest, entrent en conflit avec un projet concurrent proposé par l'Altamont Gas en vue de l'exportation de quantités pouvant atteindre 19,8 millions de

mètres cubes par jour (700 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) vers les marchés californiens au moyen d'un nouveau réseau de pipe-line. Les promoteurs de l'expansion des embranchements est et ouest se sont trouvés confrontés à des obstacles d'ordre réglementaire, certains élevés par Altamont dans le cas des propositions d'expansion des embranchements est et ouest canadiens.

En 1980, les gouvernements canadien et américain ont conclu un accord d'approvisionnement destiné à assurer que les fournisseurs éventuels des deux pays aient la possibilité de se faire concurrence en toute équité pour ce qui est de l'achat de certaines pièces d'équipement par les promoteurs du pipe-line des deux côtés de la frontière : les canalisations principales, les groupes compresseur et les vannes et les raccords de grande taille. Le rapport annuel précédent fait état des préoccupations de l'Administration du pipe-line du Nord qui soutient que si les dispositions de l'accord d'approvisionnement ont été respectées dans le cas du prolongement du tronçon déjà construit au Canada, on ne semble pas disposé à faire de même aux États-Unis dans le cas des prolongements prévus au sud de la frontière. Comme nous le verrons plus loin, cette question a fait l'objet de discussions entre l'Administration et son vis-à-vis américain, l'Office of the Federal Inspector tout au long de l'exercice 1990-1991.

Pour de plus amples renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur son tracé et/ou sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord, veuillez consulter les rapports annuels de 1978-1979 à 1984-1985.

# Aperçu

Malgré un fléchissement marqué des marchés américains du gaz, les promoteurs des embranchements est et ouest du projet de gazoduc de la route de l'Alaska ont, des deux côtés de la frontière, continué de faire avancer les grands projets d'expansion de leurs systèmes respectifs au cours de l'exercice 1990-1991.

Depuis 1986, la demande de gaz s'était accrue de 16 p. 100 aux États-Unis, mais au cours de l'année civile 1990 elle n'a augmenté que d'une fraction de ce total, c'est-à-dire qu'elle a représenté 532 milliards de mètres cubes (18,8 milliards de pieds cubes — pi<sup>3</sup>). Au début de 1991, les prix au comptant du gaz naturel ont atteint leur plus faible niveau de l'histoire en termes réels à cause de divers facteurs : un approvisionnement abondant, des inventaires élevés, un hiver anormalement doux, les répercussions de la récession économique et les politiques adoptées par les organismes de réglementation fédéraux et ceux des États américains en vue de promouvoir l'accroissement de la concurrence au sein de cette branche d'activité.

Malgré ce contexte défavorable, les exportations de gaz canadien vers les États-Unis se sont poursuivies avec succès. En 1990, elles ont augmenté de plus de 7 p. 100 pour atteindre les 40,7 milliards de mètres cubes (1,44 billion de pi<sup>3</sup>), ce qui représente quelque 7,7 p. 100 de la consommation américaine totale. Étant donné que les prix moyens à l'exportation du gaz canadien sont restés à peu près inchangés par rapport à l'année précédente, les recettes se sont accrues d'environ 6,5 p. 100.

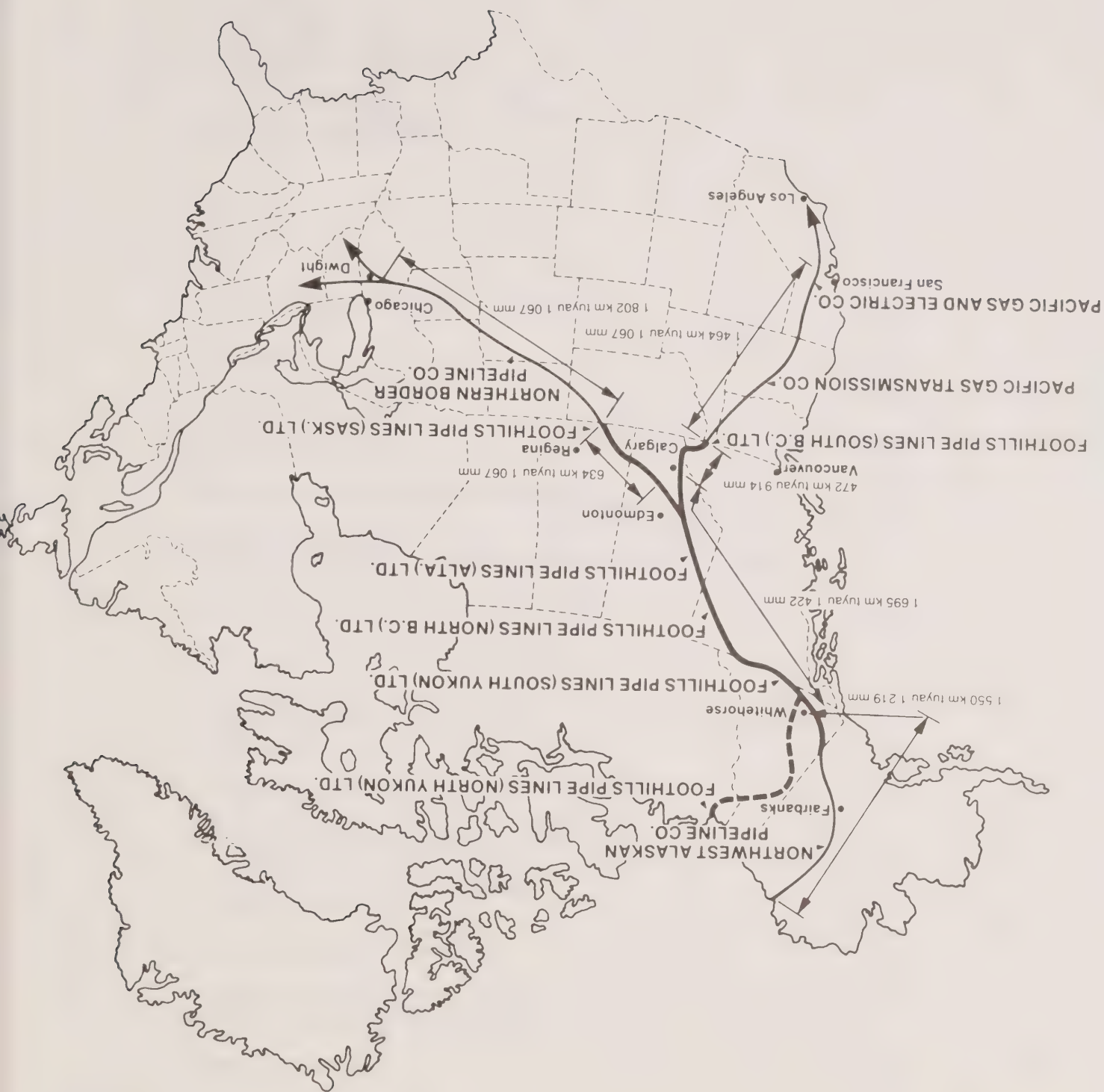
Le fléchissement du marché du gaz au sud de notre frontière n'a pas aidé la cause de divers projets d'exploitation des réserves de gaz naturel américain situées sur le versant nord de l'Alaska et des réserves canadiennes dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Les projets d'achèvement de la deuxième étape de ce que les Américains appellent le réseau du transport du gaz naturel de l'Alaska (RTGNA) sont restés en suspens. Une proposition concurrente présentée par la Yukon Pacific Corporation dans le but de construire le Trans-Alaska Gas System (TAGS) qui servirait à exporter par bateaux-citernes quelque 14 millions de tonnes par année de gaz naturel liquide de la baie Prudhoe, à partir de Valdez, sur la rive sud, vers un certain nombre de pays de la ceinture du Pacifique, projet dont l'exécution devait commencer en 1997, a été mise en suspens au moins jusqu'à la fin du siècle en raison de l'insuffisance des marchés. En outre, l'approbation du projet par le département américain de l'énergie, en novembre 1989, a été contestée devant les tribunaux par le promoteur canadien du gazoduc de la route de l'Alaska, la Foothills Pipe Lines Ltd., et par le promoteur américain du tronçon du RTGNA situé en Alaska, l'Alaska Northwest Natural Gas Transportation Co.

Les représentants d'un consortium de trois propriétaires de réserves de gaz canadien situées dans le delta du Mackenzie et ceux des trois exploitants de pipeline qui avaient, à l'origine, projeté de commencer à envoyer du gaz vers les marchés du sud dès 1996, ont également fait savoir que le projet ne sera pas mis en œuvre avant la fin du siècle à cause des conditions défavorables du marché. En octobre 1989, la Foothills Pipe Lines a présenté une proposition visant à construire un pipeline partant du delta du Mackenzie et devant suivre la vallée du même nom jusqu'à Boundary Lake, près de la frontière nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, et qui devait rejoindre le gazoduc de la route de l'Alaska grâce à une nouvelle ligne de 656 km (407 milles) à partir du terminal actuel du tronçon déjà construit du réseau, à Caroline (Alberta). Dans un autre accord signé en mars 1991, les six membres du consortium formé pour la construction d'un



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



# Table des matières

Page

Aperçu ..... 1

Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska ..... 3

Les embranchements est et ouest ..... 3

L'embranchement ouest ..... 3

— Développement du côté américain ..... 3

— Développement du côté canadien ..... 4

La contestation d'Altamont devant les tribunaux ..... 4

Propositions concurrentes ..... 6

L'embranchement est ..... 7

— Développement du côté américain ..... 7

— Développement du côté canadien ..... 7

Les réserves de gaz du delta du Mackenzie ..... 8

Mise en oeuvre de l'accord bilatéral d'achats ..... 9

Activités des organismes de réglementation canadien et américain ..... 10

responsables du gazoduc ..... 10

Finances, personnel et langues officielles ..... 12

Finances et personnel ..... 12

Plan des langues officielles ..... 12

## Appendice

Rapport du Vérificateur général du Canada ..... 13

## Bureau de l'Administration

M. Donald W. Campbell, directeur général

Édifice Lester B. Pearson

125, promenade Sussex

Ottawa (Ontario)

K1A 0G2

Tél. : 993-7466

Fax : 998-8787



Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1991

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1991, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période. Pendant l'exercice, votre prédécesseur, l'honorable Donald Mazankowski, a été le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de

l'Administration du pipe-line du Nord,



Donald W. Campbell

Le très honorable Joe Clark, C.P., député,  
Président du Conseil privé de la Reine,  
Ministre responsable des Affaires constitutionnelles  
et ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)



©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1991  
N° de cat. C88-1/1991  
ISBN 0-662-58754-5



Administration du pipe-line du Nord  
Canada

Northern Pipeline Agency  
Canada

# **RAPPORT ANNUEL** **1990-1991**



**RAPPORT ANNUEL  
1990-1991**

**ADMINISTRATION  
DU PIPE-LINE  
DU NORD**



CAI  
NP  
- ASG

CAI  
NP  
- ASG

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1991-1992**





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

## **1991-1992**

© Minister of Supply and Services Canada 1992

Cat. No. C88-1/1992

ISBN 0-662-59437-1

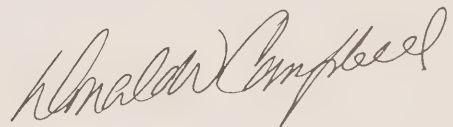


Ottawa, Ontario,  
December 31, 1992.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1992, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Donald W. Campbell', written in a cursive style.

Donald W. Campbell,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Right Honourable Joe Clark, P.C., M.P.,  
President of the Queen's Privy Council,  
Minister Responsible for Constitutional Affairs,  
And Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview</b> .....	<b>1</b>
<b>Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project</b> .....	<b>3</b>
The Prebuild .....	3
The Western Leg	
– U.S. Developments .....	3
– The California Conflict .....	4
– Canadian Developments .....	5
– The Altamont Pipeline Proposal .....	5
The Eastern Leg	
– U.S. Developments .....	6
– Canadian Developments .....	7
Mackenzie Delta Gas .....	7
The Continuing Procurement Controversy .....	8
The Proposed Abrogation of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and Termination of Underlying U.S. Legislation .....	9
Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline .....	11
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	<b>12</b>
Finance and Personnel .....	12
Official Languages Plan .....	12
<b>Appendix</b> .....	<b>13</b>
Report of the Auditor General of Canada .....	13

### Office of the Agency

Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,

125 Sussex Drive,

Ottawa, Ontario.

K1A 0G2

Tel.: 993-7466

Fax: 998-8787

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT





---

# Overview

---

Plans for substantially expanding the capacity of the Western and Eastern Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline to transport increased exports of Canadian natural gas to western and mid-western U.S. markets continued to move forward during the fiscal year 1991-1992.

The driving force behind this expansion has been an increase in U.S. demand for Canadian gas that has been under way since 1986. In 1991, total U.S. consumption of natural gas increased by a modest 2.8 per cent to 544 billion cubic metres (19.2 trillion cubic feet), but exports of Canadian gas rose by around 16 per cent to 47.8 billion cubic metres (1.69 trillion cubic feet – tcf). This followed an increase in Canadian gas exports to the United States the previous year of more than 7 per cent. As a result of this growing flow across the border, the National Energy Board reported that there was little spare capacity remaining in any of Canada's major gas pipelines.

In the meantime, however, various plans for providing market access to U.S. reserves at Prudhoe Bay in Alaska, Canadian reserves in the Mackenzie Delta, and the reserves of both countries offshore in the Beaufort Sea remained in abeyance pending a hoped-for strengthening in total U.S. demand for natural gas and a significant increase in gas prices.

South of the border, the major expansion of the Western Leg proposed to accommodate an increase in design capacity to California and the Pacific Northwest of more than 25.9 million cubic metres per day – 916 million cubic feet per day (mmcf/d) commencing November, 1993, received final approval from the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in October, 1991. While extensive construction commenced very quickly thereafter, the proposed increase in Canadian gas exports to California that underlies the project came under a cloud as a result of a continuing dispute between the California Public Utilities Commission (CPUC) and a number of Canadian participants – the federal, Alberta and British Columbia governments, the National Energy Board and gas producers.

Altamont Gas Transmission Co. (Altamont) put forward a separate proposal to build a new pipeline system for the delivery of some 20.8 million cubic metres of Canadian gas a day (736 mmd/d) to western U.S. markets, principally in California. While Altamont initially planned an in-service date of November 1, 1993, Altamont subsequently extended the date by a year because of its perception of a weakening in the California gas market. Altamont also was confronted by a question raised by the National Energy Board as to whether the connecting pipeline to be constructed by NOVA Corp. of Alberta for the delivery of Canadian gas came under federal jurisdiction.

In the case of the Eastern Leg, U.S. sponsors finally secured approval in the spring of 1992 from the FERC for a modified expansion of the Northern Border Pipeline System that would involve increased Canadian gas exports of 6.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d).

In Canada, a possible impediment to proposed expansions of both the Eastern and Western Legs was raised as a result of an action commenced in the Federal Court by Altamont in June 1991. That potential hurdle, which involved a number of jurisdictional and other issues, was removed when Altamont withdrew its case in December, 1991.

Through the approval of Addendum 4 to the System Design Report by Kenneth W. Vollman, Administrator and Designated Officer of the Northern Pipeline Agency, in mid-April, 1991, and the subsequent approval by the National Energy Board of new facilities associated with the extraction of natural gas liquids, the way was cleared for the proposed expansion of the Eastern Leg of the system in Canada through the installation of two new compressor stations and modification of a third compressor station in Alberta. (The planned expansion of the Western Leg obtained the necessary regulatory approval to enable it to proceed from the Northern Pipeline Agency in May, 1992, concurrent with the National Energy Board's approval of a companion expansion by Alberta Natural Gas Co. Ltd.)

The issue of procurement for the pipeline remained a matter of contention between Canadian and U.S. authorities. In addition to exchanges of correspondence on the matter, Michael J. Bayer, the U.S. Federal Inspector, and Donald W. Campbell, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, met in Ottawa in early December, 1991, for mutual consultations on their respective concerns.

For its part, the Northern Pipeline Agency continued to press its concern over the failure of the U.S. side to implement the provisions of the 1980 Canada-United States Agreement on the procurement of designated items in the case of the major expansion of the Western Leg and the only limited application of these provisions in the case of large diameter valves and fittings required for the more limited expansion of the Eastern Leg south of the border. On behalf of the U.S. Administration, the Federal Inspector for the first time contended that the Procurement Program Foothills Pipe Lines Ltd. is required to implement in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act* is contrary to the provisions of both the 1988 Canada-U.S. Free Trade Agreement and the General Agreement on Tariffs and Trade.

All of the foregoing developments over the course of the fiscal year tended to be overshadowed, however, by the report Mr. Bayer submitted to President George Bush in mid-January, 1992, recommending termination of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and the ancillary Procurement Agreement of 1980, together with revocation of the underlying U.S. legislation – the *Alaska Natural Gas Transportation Act* (ANGTA) of 1976. The then-Federal Inspector contended the remainder of the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) was unlikely to be built in the next 20 years and that, in any case, it should be left to market forces to determine the sponsors and route of any pipeline that might eventually be constructed.

In a later exchange of notes, the Canadian government asserted that implementation of the Federal Inspector's recommendation would be contrary to the obligations of the United States to Canada and the U.S. government offered assurances that it was not its intent to abrogate its bilateral agreements unilaterally.

In subsequent weeks, the Administration proposed to eliminate the Office of the Federal Inspector (OFI) and transfer its responsibilities to the Secretary of Energy. (In early April, 1992, Mr. Bayer submitted his resignation as Federal Inspector to the President effective as of mid-month.)

---

# Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

## The Prebuild

As noted in the last and many previous annual reports, U.S. and Canadian authorities concluded during the latter part of 1977 that it would be desirable to “prebuild” the Western and Eastern Legs that would carry gas from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska from their connecting juncture with the trunk line at Caroline, Alberta, to western and mid-western U.S. markets. From Caroline, which is 105 km (63 mi) north of Calgary, the Eastern and Western Legs extend for a distance of 2 992 km (1,858 mi). Pending the completion of the second stage of the system, it was planned that these two legs would be utilized initially to transport surplus Canadian gas for export to American markets. The Western and Eastern Legs came into service in the early 1980s, but market conditions have remained inadequate to support completion of the second stage of the project to provide access to U.S. reserves at Prudhoe Bay.

A steady resurgence in U.S. demand for natural gas, particularly for Canada's own growing surplus, during the latter part of the 1980s led to the formulation of plans for substantially expanding the capacity of the prebuilt Western and Eastern Legs in both Canada and the United States. Following is an update on some of the more significant developments during the course of the fiscal year (and, in some cases, developments of more recent date).

## The Western Leg

### – U.S. Developments

In October, 1991, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) removed the final hurdle to an expansion of the facilities of the Pacific Gas Transmission Co. (PGT) in order to increase imports of Canadian gas to markets in California and the Pacific Northwest by 24.7 million cubic metres per day (872 mmcf/d). This expansion in the existing capacity of the Western Leg south of the border from its existing level of 8.5 million cubic metres daily (300 mmcf/d) is being achieved both through the addition of compression and looping of both the PGT line to California and the connecting pipeline in California owned by its parent company, the Pacific Gas and Electric Co. (PG&E). The overall PGT/PG&E expansion involves the addition of some 1 350 km (845 mi) of pipe and 57 megawatts (76,000 horsepower) of compression at an estimated cost of U.S. \$1.6 billion. Installation of the additional facilities was well under way during the remainder of the fiscal year, with the increased gas flows scheduled to commence by November 1, 1993.

Even as it moved toward completion, however, the proposed increase in Canadian gas exports over the expanded Western Leg system still faced potential problems of uncertain dimensions on two fronts: A developing conflict between the California Public Utilities Commission (CPUC) and Canadian governments at the federal and provincial level, together with the National Energy Board and Canadian gas producers, and; the potentially competitive project proposed by the Altamont



Gas Transmission Co. and its Canadian subsidiary, Altamont Gas Transmission Canada Ltd., which will be outlined in the following section dealing with Canadian developments involving the Western Leg.

As noted in the 1990-91 annual report, the proposed expansion of the Western Leg in the United States took on a new complexion with the announcement in September, 1991, that TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL) had reached an agreement to purchase PGT from its PG&E parent. TCPL also said it planned to purchase PGT's 49 per cent interest in the Alberta Natural Gas Co., which transports gas from the Alberta border through South B.C. to the international border. In addition, TransCanada indicated an interest in purchasing the Alberta and Southern Gas Co. (A&S), the Canadian gas purchasing arm of PGT that acts on behalf of PG&E. In December, 1991, TCPL announced that it had decided against purchasing A&S. (In mid-April, 1992, TransCanada indicated that it intended to put its planned purchase of PGT from PG&E on hold pending resolution of the dispute between Canada and the California Public Utilities Commission. In early July, 1992, however, TCPL completed the purchase of PGT's 49 per cent equity in ANG.)

### **– The California Conflict**

The complex issues surrounding the controversy between the CPUC and Canadian federal and provincial authorities go back to a decision by the National Energy Board in 1989. The Board approved what was in effect the long-term extension of a licence granted to the Alberta and Southern Gas Co. Ltd. (A&S), a wholly-owned subsidiary of PG&E, to export 116.4 billion cubic metres (4.1 tcf) of Canadian gas to the northern California market over an 11-year period.

At the time of the Board's consideration of the A&S application, strong support was expressed by the CPUC. A change in the CPUC's stance became apparent in mid-1990, however, when the Commission ordered PG&E, ultimate purchaser of gas from A&S, to renegotiate its long-term contracts in order to obtain gas at prices comparable to those prevailing in Alberta, as opposed to higher base prices for Alberta gas that reflected the cost of alternative gas supplies in the California market (excluding transportation costs), even though the Canadian gas was highly competitive with these other alternative sources. Subsequently, the Commission issued directives aimed at promoting direct purchase of Canadian gas on a short-term basis by California shippers (described as "capacity brokering"), the effect of which was to undermine the long-term A&S contracts that underpinned the licence extensions approved by the NEB in 1989 and jeopardize the investments made in Canada to fulfil them. While the CPUC initially applauded an Access Agreement made by the commercial parties that allowed 25 per cent of the gas being supplied under the A&S licence to be opened up to direct purchase between shippers and A&S producers, the Commission subsequently directed PG&E to implement full capacity brokering on PGT by October, 1992, or within 60 days of a FERC rehearing order authorizing capacity brokering, whichever was later.

In late May, 1991, the Canadian Petroleum Association (CPA) submitted an application to the National Energy Board requesting that it review its earlier decision to extend the A&S export licence in light of measures adopted by the CPUC, which it claimed were contrary to the market-based policies governing trade in natural gas that were previously adopted by the Canadian and U.S. governments. The CPA subsequently filed an amended application with the Board in November, 1991, requesting that it take immediate action to counteract the effects of the November decision by the CPUC with respect to capacity brokering. Early in February, 1992, the NEB issued certain interim orders that had the effect of requiring prior approval of the Board for any increased exports under existing short-term export orders and new short-term exports of Canadian gas via the PGT/PG&E pipelines.

(Following conclusion of its hearing on the CPA application, the Board stated in its Reasons for Decision issued in June, 1992, "that it cannot condone or ignore the impact of regulatory actions taken by other jurisdictions which fundamentally change the basis upon which it was persuaded to issue a licence and which imposes changes within its jurisdiction." It was the Board's view that a longer transition period was needed to allow commercial parties to negotiate contractual



arrangements. Among other things, the NEB replaced its interim measures with new orders that prohibited all short-term exports of Canadian gas destined for shipment to the northern California market that were not already contracted for sale by A&S to northern California.

(While a meeting in July, 1992, between the President of the CPUC and Alberta's Minister of Energy again appeared to lay the basis for settlement of the dispute, this agreement subsequently collapsed. Shortly afterwards, the CPUC issued an "Order to Show Cause" to PG&E that required it to investigate potential sources of additional supplies for the California market in light of the possible unreliability of Canadian gas sources during the approaching winter. On the Canadian side, Alberta's Minister of Energy countered with a warning that the province might refuse to authorize the removal of the new gas volumes contracted for California if the dispute were not satisfactorily resolved. In September, 1992, the planned increase in gas exports via the expanded PGT/PG&E system faced a new hurdle as a result of a CPUC decision requiring PG&E to charge incremental tolls for new shippers on its expanded system – as opposed to tolls based on the rolled-in costs of its total system – while at the same time prohibiting those new customers from using PG&E's existing northern California facilities.)

### **– Canadian Developments**

During the course of the fiscal year, the National Energy Board and the Northern Pipeline Agency worked together to discharge regulatory responsibilities within their respective jurisdictions in connection with the proposed expansion of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline (AHGP) in South B.C. required to supply the proposed increase in exports to California and the Pacific Northwest through the PGT/PG&E system.

In the case of the NEB, this involved consideration of the application by the Alberta Natural Gas Co. (ANG) to add new compressor units and modify existing facilities at three of its compressor stations in order to increase compression by 42 megawatts (56,250 horsepower). The cost was estimated at nearly \$82 million. At the same time, the Designated Officer of the Northern Pipeline Agency had before him a proposed Addendum 4 to the System Design Report from Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the AHGP and holder of a pipeline certificate deemed to have been granted under the *Northern Pipeline Act*. This involved joining together the existing four Foothills loops on the ANG system in South B.C. with the installation of an additional 77.5 km (54.4 mi) of 1 067 millimetre (42") diameter pipe at an estimated cost of \$104.6 million. This additional pipe – together with the increased compression provided by ANG – would provide the expansion in capacity of the system in South B.C. required to increase throughput from 6.8 million cubic metres of gas a day (240 mmcf/d) to 31.5 million cubic metres daily (1.1 bcf/d). A substantial expansion of the NOVA system in Alberta costing some \$312 million would also be required to gather and deliver the increased volumes of gas to the Alberta-B.C. border. Following submission of the respective applications, the Board and the Agency established a joint process for soliciting any additional information required and for receiving written submissions in connection with the review undertaken by the NEB.

(In May, 1992, the Board issued its Reasons for Decision in connection with approval of the ANG application and the Designated Officer of the NPA also approved the addendum to the System Design Report submitted by Foothills, which constituted authorization for the company to proceed with its part of the proposed expansion of the Western Leg of the AHGP. In its Reasons for Decision, the Board said it was "satisfied that the ANG expansion facilities would be used at a reasonable level over their economic life and that the associated demand charge would be paid." The Board concluded, therefore, that the project would serve the Canadian public interest.)

### **– The Altamont Pipeline Proposal**

As pointed out in the previous section and noted in the last annual report, the proposed expansion of the Western Leg of the AHGP in Canada and the United States was challenged by the proposal of the Altamont Gas Transmission Co. to transport a substantial volume of Canadian gas to California markets through the installation of a new pipeline that would join with the existing

system of Kern River Gas Transmission Co. at Opal in Wyoming. In response to a widespread perception that only one of the two projects was economically viable, the Alberta government in October, 1991, requested its Energy Resources Conservation Board to conduct a "Call for Information" in an effort to bring together relevant information required to weigh the merits of each proposal while foregoing any conclusion on the part of the Board itself. (That report was made public in June, 1992.)

In early 1991, the FERC approved Altamont's proposal to build a 1 000 km (620 mi) pipeline from the Canadian border near Wild Horse, Alberta, to join with the Kern River system for the delivery of up to 20.8 million cubic metres a day (736 mmcf/d) of Canadian gas to California and other western markets. In late July, 1991, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) filed an application with the National Energy Board seeking authorization to build a 300-metre pipeline at the Canadian border to link together a lateral to be constructed by NOVA Corp. for the delivery of Alberta gas and the Altamont line in the United States to join with the Kern River system. In an accompanying letter, Altamont requested the Board to conduct a comparative hearing to consider at the same time the competing application for expansion of the Western Leg in South B.C. in order to "select the project which best serves the Canadian public interest", a request that was denied by the NEB.

The announcement by the Board in November, 1991, that it would consider the Altamont application on its own merits and independently of the ANG expansion application, subsequently led Altamont to withdraw its earlier application to the Federal Court challenging previous decisions by the Board and the Northern Pipeline Agency with respect to the latter case.

(In June, 1992, the NEB announced its intention of considering a preliminary question of jurisdiction arising from the Altamont Canada application by means of written submissions from interested parties. The issue raised by the Board posed the question as to whether the 217 km (135 mi) pipeline to be constructed by NOVA immediately upstream to deliver Alberta gas to Altamont Canada's link at the Canada-U.S. border should also be subject to federal jurisdiction under the principles of constitutional law. The Board concluded that it was required to form a judgment on this issue in order to determine whether the Altamont Canada application, which seeks exemption from the requirement to obtain a certificate of public convenience and necessity to construct a pipeline, is one that the Board could legally grant to the company. Under the *National Energy Board Act*, the NEB may not grant such an exemption for pipelines exceeding 40 km (25 mi) in length.

(While Altamont strongly contested any suggestion that the NOVA lateral came under federal jurisdiction, it also requested the National Energy Board in July, 1992, to review and stay its decision approving the installation of increased compression by the Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) as part of the proposed expansion of the Western Leg in South B.C. Altamont contended that, as a matter of fundamental justice, the Board should also consider whether or not a question of jurisdiction existed in the case of NOVA facilities upstream of the B.C.-Alberta border. In a ruling in September, 1992, the Board concluded that there were insufficient grounds to review the original decision approving the ANG expansion. As a result, the application was dismissed and no stay was granted. At the time of writing, the Board had not issued a decision on the jurisdictional question.

(In mid-1992, Altamont announced that it had decided to delay for a year the original in-service date of November, 1993, because of what it perceived as a developing weakness in the California market.)

## **The Eastern Leg**

### **– U.S. Developments**

Since the latter part of the 1980s, the Northern Border Pipeline Co., sponsor of the Eastern Leg of what is known in the United States as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), formulated a variety of plans for expansion of its operations south of the border. Proposals put



forward in 1990 and subsequently amended in early 1991 contemplated extension of the system from its existing terminus at Ventura, Iowa, to Tuscola, Ill., a distance of some 612 km (378 mi), and an increase in throughput volumes of some 21.24 million cubic metres daily (750 mmcf/d). Under pressure from the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) to demonstrate that firm markets existed for the proposed increase in throughput capacity or face dismissal of its application, Northern Border filed a scaled-down expansion plan in July, 1991. This involved utilizing the extension of the system from Ventura to Harper, Iowa, a 238 km (147 mi) line that it had previously agreed to acquire from the Natural Gas Pipeline Co. of America.

Through the installation of additional compression capacity, Northern Border proposed to provide an increase in throughput on the system of some 8.87 million cubic metres a day (387 mmcf/d). Of that amount, around 6.8 million cubic metres daily (240 mmcf/d) would involve increased Canadian exports delivered through Foothills' Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan. The balance of the increased flows would come from domestic U.S. sources. The modified expansion proposed by Northern Border was approved by the FERC in the spring of 1992, with the additional flows scheduled to begin in November, 1992.

### **– Canadian Developments**

During the course of the fiscal year, work continued to proceed with the expansion of the Alberta segment of the Eastern Leg in Canada as provided for in Addendum 5 to Foothills' System Design Report, which was approved by the Northern Pipeline Agency's Designated Officer in April, 1991. As outlined in the last annual report, this involved the installation of two new compressor stations in Alberta, Stations 363 and 365, and modification of an existing station, No. 367, at Jenner, Alberta. In addition, the National Energy Board in June, 1991, approved installation of a partial third train required in connection with Foothills' decompression-recompression facilities that are associated with the natural gas liquids extraction plant at Empress, Alberta.

The expansion was undertaken in response to a request from NOVA for firm transportation of some 16.35 million cubic metres of gas a day (577 mmcf/d) through the Alberta segment of the Eastern Leg. This expansion would increase its daily delivery volumes from 42.41 million cubic metres (1.5 bcf) to 58.76 million cubic metres (2.07 bcf). Initially, NOVA required this additional gas for delivery to TransCanada PipeLines at the Alberta-Saskatchewan border. Subsequently, however, it was determined that 6.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d) would be delivered to the Saskatchewan segment of the Eastern Leg to supply the increased demand for gas exports to be shipped through the Northern Border system south of the border commencing in November, 1992. This higher throughput was capable of being provided on the Eastern Leg in Saskatchewan with only minor modification of existing compressor units.

## **Mackenzie Delta Gas**

Plans for the delivery to market of Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta region of the Northwest Territories essentially remained on hold during the fiscal year. As noted in the Agency's previous annual report, federal government approval of the licences that the National Energy Board proposed in the summer of 1989 to grant to Esso, Gulf and Shell for the export of 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of Canadian gas over a 20-year period beginning in 1996 was withheld until it was satisfied that environmental factors had been properly taken into account.

In mid-March, 1991, a consortium of six companies announced that they had signed a Statement of Principles to provide a basis for planning the development of a pipeline to transport gas from the Delta to southern markets. This consortium is made up of the three major owners of Delta gas and three pipeline companies – Interprovincial, Polar Gas and Foothills. The latter company, sponsor of the Canadian segment of the Alaska Highway Gas Pipeline (AHGP), earlier had submitted an application to the NEB proposing construction of a pipeline running south from the Delta to join with the proposed second-stage trunkline of the AHGP near Boundary Lake, close to the border of northern B.C. and Alberta. Since its announcement of March 1991, no further

information has been provided by the consortium with respect to the size, routing or capacity of the pipeline it intended to propose.

During the course of the past fiscal year, the National Energy Board continued its review of the potential environmental impact of the projected export of Delta gas in keeping with the guidelines laid down under the federal environmental assessment and review process. (In July, 1992, the Board issued a report that concluded there would no adverse environmental effects associated with the actual export of Delta gas. Such impacts as there might be would result from the production, processing, transportation and distribution of the gas. But the Board considered it "premature and impractical" to attempt to assess those environmental considerations until the required applications had been submitted to the appropriate authorities. The Board noted that it had been required to take into account in its deliberations a judgment issued by the Federal Court of Appeal in July, 1991, involving Quebec Hydro, which held that the NEB's jurisdiction over exports – in this case of electricity – did not extend to facilities for the production of the commodity for export.

### **The Continuing Procurement Controversy**

Canada's concern regarding implementation of the 1980 bilateral agreement governing the procurement of certain designated items for the pipeline began to develop in the late 1980s. Around that time, it became increasingly apparent that the U.S. sponsors of the Eastern and Western Legs were proposing to bypass these agreed procurement procedures, with the concurrence of the then-Acting U.S. Federal Inspector, in the case of proposed increases in the capacity of their respective systems. It was argued on the U.S. side that these expansions were not really a part of the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), a claim that was said to be reinforced by the fact that neither of the sponsors had elected to seek regulatory approval under the terms of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*.

These procedures – which cover procurement of large-diameter pipe, compression units and large diameter valves and fittings – were adopted in the first place at the urging of the U.S. government as one means of helping to achieve one of the major objectives that it had originally pressed to have spelled out in the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement. This was the commitment of both governments to take steps to ensure that the supply of goods and services for the project would be obtained "on generally competitive terms".

Following his appointment as Federal Inspector in October, 1990, Michael J. Bayer met subsequently with his counterpart, Donald W. Campbell, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, in Ottawa in February, 1991, to discuss this and other issues. Mr. Bayer indicated at the time that he considered it desirable the procurement procedures be implemented on the U.S. side, as they had been in connection with expansions of the system in Canada, and expressed his intention of seeking voluntary compliance by the U.S. sponsors.

As noted in the 1990-91 report, Mr. Bayer subsequently advised Congress in May, 1991, that since each of the proposed expansion projects substantially tracked the planned second phase of the ANGTS, the sponsors had agreed to comply with the procurement procedures "wherever feasible". As a result, the Federal Inspector stated, the procurement issue had been resolved to the "mutual satisfaction" of both Canada and the United States.

A subsequent exchange of correspondence in August and September, 1991, between the heads of the two agencies, however, made it clear that procurement remained a matter of contention. Mr. Bayer sought consultations with respect to his concern over a questionnaire included by Foothills in bidding documents covering procurement of certain designated items, a document that sought information related to an evaluation of potential Canadian industrial and/or economic benefits from the proposed procurement. In reply, Mr. Campbell indicated that he also wanted to undertake consultations with respect to his continuing concerns regarding the lack of effective implementation of the procurement process on the U.S. side. He observed that Mr. Bayer's claim in his earlier report to Congress that the procurement issue had been resolved to the



mutual satisfaction of both sides rather overstated the case from Canada's perspective. The Commissioner pointed out that procurement in connection with expansion of the Western Leg south of the border had passed the point where the established procedures could be instituted in any meaningful way. During subsequent consultations in Ottawa in December 1991, Mr. Campbell pointed out that he still had not been informed either about the status of procurement for the proposed expansion of the Eastern Leg as it related to the agreed bilateral procedures or about the implications of the conditional undertaking of the Eastern Leg sponsors to comply with the provisions of the bilateral agreement. In the event, the only case in which the procurement procedures were fully complied with in connection with procurement of designated items for expansion of the two systems involved the purchase of valves and fittings required on the Eastern Leg. Mr. Bayer disclosed that the only other designated item required for the proposed expansion of that segment of the system – additional compression units – had long since been purchased by Northern Border, sponsor of that segment of the pipeline in the United States.

For his part, Mr. Bayer said that consultations with a number of U.S. departments and agencies had led him to the conclusion that the Procurement Program adopted by Foothills in compliance with the requirements of the *Northern Pipeline Act*, of which the questionnaire on Canadian benefits to which he objected formed a part, was contrary to the provisions both of the 1988 Canada-U.S. Free Trade Agreement (FTA) and the General Agreement on Tariffs and Trade. During the course of the meeting, Mr. Campbell undertook to consider and respond to the contention advanced by the Federal Inspector. Replying to a subsequent letter from the Commissioner with respect to his report to the President in mid-January, 1992, recommending termination of all U.S. commitments to the ANGTS, including those to Canada, Mr. Bayer wrote in mid-February that the procurement issue he raised during their previous meeting “exists quite independently of the status of my Office or its underlying authorities. Our position was grounded in the GATT and the 1988 Canada-U.S. Free Trade Agreement, not the 1977 or 1980 ANGTS Agreements.”

(In June, 1992, the Commissioner wrote to the Office of the Federal Inspector in response to the question of the validity of the Foothills' Procurement Program raised during their earlier consultations by Mr. Bayer, who by that time had already resigned his position. Mr. Campbell pointed out that the 1977 Pipeline Agreement between the two governments stated in its preamble that they supported the project out of a desire “to advance the national economic and energy interests and to maximize related industrial benefits of each country...” At the same time, he continued, the Agreement also stipulated that each government would endeavour to ensure that the supply of goods and services for the project was undertaken “on generally competitive terms.”

(Under the provisions of the *Northern Pipeline Act*, Mr. Campbell noted, Foothills was required to maximize the industrial benefits available to Canada within the ambit of the second objective – that procurement be undertaken on generally competitive terms. “On consideration, it is our judgment that the Procurement Program adopted by Foothills is entirely in keeping with the provisions of the 1977 Agreement between our two governments and fully in compliance with the existing provisions of the GATT.” By the same token, he said, it was also the Canadian view that the Procurement Program was in keeping with the Free Trade Agreement, a conclusion that was reinforced by the fact that U.S. negotiators of the FTA took no exception to the provisions of the *Northern Pipeline Act* nor the program adopted in keeping with its requirements.)

### **The Proposed Abrogation of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and Termination of Underlying U.S. Legislation**

Questions about the continuing need to maintain the Office of the Federal Inspector to oversee the implementation of the Alaska Natural Gas Transportation Project (ANGTS) were first raised publicly by Congressman Philip R. Sharp, Chairman of the House Subcommittee on Energy and Power, in a letter to the Federal Inspector in October, 1991. Given the long delay in completing the project with the extension of the pipeline to provide access to Alaska gas at Prudhoe Bay, Mr. Sharp questioned whether the Office of the Federal Inspector (OFI) should continue to remain

operational. If there were certain functions that should be maintained, he suggested, they could perhaps be carried out on a less costly basis by some other arm of the federal government.

In a lengthy reply, Mr. Bayer appeared to argue that a case could be made for maintaining the role of the OFI and expressed doubt as to whether any significant saving could be made by transferring its functions elsewhere. In any case, he added, any change in the existing legal and regulatory structure should not be made without extensive consultation with the Canadian and Alaskan governments and consideration of other possible ramifications. In response to a similar letter from Mr. Sharp, however, James D. Watkins, the Secretary of Energy, subsequently wrote that he agreed with the Chairman's conclusion "that the OFI is no longer a needed organization within the Executive Branch." He proposed that the authority then being exercised by the OFI should be transferred to a branch of his own department.

Given the foregoing developments, the submission by Mr. Bayer of a report to President Bush dated January 14, 1992, recommending abrogation of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement and the ancillary 1980 Procurement Agreement, abolition of the Office of the Federal Inspector, repeal of the underlying U.S. legislation and withdrawal of all the legal rights extended to the U.S. sponsors of the ANGTS, came as something of a surprise to observers on both sides of the border.

The Federal Inspector based his recommendations on a number of conclusions. He said that since the project was adopted in 1977, times had changed and the assumptions on which it was based had proven to be "absolutely incorrect". During the intervening years, the reserves of gas discovered in the conventional areas of the lower 48 states and of Canada had turned out to be far larger than anticipated, while the price of gas remained far below predicted levels. In the same period, the U.S. government had cleared away legal hurdles to the export of North Slope Alaskan gas in liquefied form to Pacific Rim countries through approval of the Trans-Alaska Gas System (TAGS), a development that challenges assumptions about the marketability of Prudhoe Bay gas and the availability of those suppliers for the ANGTS, Mr. Bayer asserted.

It was, he said, unlikely that the proposed ANGTS pipeline would be extended to the Alaskan North Slope at any time within the next 20 years. In fact, it was more likely that the first Arctic gas to be tapped would be by a pipeline transporting Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta southward along the Mackenzie Valley. In any case, the Federal Inspector argued, in future reliance should be placed on market forces rather than governmental decrees to determine when, where, by whom and at what cost a pipeline to Alaska should be built. He acknowledged that construction of any future pipeline from Alaska across Canada would require the consent of Canadian authorities, but maintained that this "would not be fundamentally different than the current situation for other pipeline projects that propose to transport Canadian gas to the U.S."

The Federal Inspector referred in his report to the need to consult with the Canadian government, among other interests, with respect to his recommendations. He did not suggest, however, that termination of the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement should be contingent on Canadian consent to such action and, in fact, observed that Canada "will likely oppose elimination of ANGTS." While he suggested abandonment of the ANGTS might have certain advantages for Canada, particularly the elimination of competition from Alaskan gas for its own reserves in the Mackenzie Delta, he indicated that Canadian authorities would be anxious to maintain the rate structure that was adopted to encourage prebuilding of the Eastern and Western Legs for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to U.S. markets.

In a note submitted to the State Department in mid-February, 1992, regarding the Federal Inspector's report, the Canadian government said it "expects that the United States will continue to honour its obligations under the 1977 Agreement of principles and subsequent assurances given to the Government of Canada with respect to the pipeline. Any action giving effect to the above-noted recommendations would be contrary to the obligations of the United States and would not be acceptable to Canada." (The 1977 Pipeline Agreement between the two countries stipulated that it would remain in force for 35 years from the date of signing and thereafter was terminable on 12 months' notice.) In early April, the U.S. government responded to the Canadian note with the assurance that it was not its intent "to abrogate unilaterally" its bilateral agreements. "In order



to further our bilateral cooperation in this area, and in view of market conditions which have changed substantially since the 1977 and 1980 Agreements were negotiated," the U.S. note continued, "the United States believes it would be useful for the two governments to jointly review the continued relevance of policies established as a result of the Alaska Natural Gas Transportation Act. This review might take place under the auspices of the Energy Consultative Mechanism (the means inaugurated several years ago to provide for periodic bilateral consultations on energy matters)."

### **Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline**

The main focus of the Northern Pipeline Agency during the period covered by this report was on matters already outlined earlier. These included overseeing the expansion by Foothills of the Eastern Leg in Alberta through the addition of two new compressor stations and modification of a third so as to ensure that they complied with all established engineering, environmental, socio-economic and other terms and conditions. The Agency was also engaged in consideration of the application by Foothills for authority to expand substantially the capacity of its system in South B.C. in conjunction with the proposed expansion in compression to be provided by the Alberta Natural Gas Co., a matter that was at the same time before the National Energy Board for its review. In addition, bilateral issues continued to occupy the NPA's attention. These included the continuing contention over the matter of procurement for the project and the recommendation by Michael J. Bayer, the Federal Inspector, to the President in mid-January regarding the abrogation of bilateral agreements with Canada regarding the pipeline and the termination of underlying U.S. legislation.

As noted in the previous annual report, The Right Honourable Joe Clark, for a number of years the Secretary of State for External Affairs, on April 21, 1991, became the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, as well as President of the Privy Council and Minister responsible for Constitutional Affairs. He succeeded the Honourable Don Mazankowski, the Deputy Prime Minister, who was appointed Minister of Finance after having served for some time as President of the Privy Council, Minister of Agriculture and Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

Donald W. Campbell continued to serve during the fiscal year as Commissioner of the NPA as well as Deputy Minister of International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs. Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, served also as Administrator and Designated Officer of the NPA. (Following expiration of his term in September, 1992, Mr. Vollman was succeeded by Roy Illing, a Member of the National Energy Board who, as Deputy Minister of Energy for British Columbia, served for some years as that province's representative on the Federal-Provincial Consultative Council established under the *Northern Pipeline Act*.)

The Northern Pipeline Agency continued to be indebted to the National Energy Board for making available on a contractual basis the services of its staff to provide the Agency with all of the technical information and advice required to discharge its regulatory responsibilities. Staff of the Board also continued to provide administrative support services to the NPA. The Board is reimbursed for all of these services by the Agency, which in turn are recovered from Foothills in the same manner as other Agency costs.

(In the United States, the most notable development involving the Office of the Federal Inspector (OFI) was its unexpected demise, which was the culmination of developments outlined earlier in this report. In early April, 1992, Mr. Bayer submitted his resignation as Federal Inspector. The following week, the Bush Administration proposed the suspension of further funding for the agency during the 1992 fiscal year and elimination of all funding as of the following fiscal year. In October, 1992, the U.S. Congress approved a massive energy bill, which – among many other things – provided for repeal of existing provisions establishing the OFI and the transfer of the responsibility and authority of that office to the Secretary of Energy.)

---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

## Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1992, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1991-92 provided \$472,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$179,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, 156,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which \$100,000 related to prior year costs. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

## Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

# AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency

I have audited the statement of net recoverable expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1992. This financial statement is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial statement based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statement is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, this financial statement presents fairly, in all material respects the net recoverable expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1992 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

D. Larry Meyers, FCA  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada


Ottawa, Canada  
November 30, 1992

# NORTHERN PIPELINE AGENCY

## Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1992

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Net recoverable expenditure		
<u>Expenditure</u>		
Professional and special service	\$ 79,972	\$151,559
Salaries and employee benefits	67,600	88,652
Employee contingency plan	—	43,074
Rentals and office accommodation	19,905	19,941
Office equipment	3,942	—
Information	3,725	—
Travel and communications	2,445	3,099
Material, supplies and maintenance	<u>1,685</u>	<u>1,792</u>
 Total expenditure funded by parliamentary appropriations (Note 3)	 179,274	 308,117
 Less: Non-recoverable portion of employee benefits	 <u>6,324</u>	 <u>13,176</u>
 Net recoverable expenditure (Note 4)	 <u>\$172,950</u>	 <u>\$294,941</u>
 <u>Receipts</u>		
Recovery of net recoverable expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 4)	\$156,327	\$268,346
Easement fees	<u>30,400</u>	<u>30,400</u>
	<u>\$186,727</u>	<u>\$298,746</u>

Approved by:

  
Commissioner

  
Senior Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1992

---

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditure is funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

#### Reduction of Activity

On May 1, 1982, the United States sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes costs incurred on behalf of the Agency by government departments.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

##### Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received upon separation.

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts for the year ended March 31, 1992 (Cont'd)

#### 3. Expenditure funded by parliamentary appropriations

Expenditure for the year was funded as follows:

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Parliamentary appropriations		
Privy Council		
Vote 30-Program expenditure	\$472,000	\$530,000
Statutory-Contributions to		
employee benefit plans	<u>18,000</u>	<u>27,000</u>
	490,000	557,000
Amount not required	<u>310,726</u>	<u>248,883</u>
Net appropriation used	<u>\$179,274</u>	<u>\$308,117</u>

#### 4. Account with Foothills Pipe Lines Ltd.

	<u>1991-92</u>	<u>1990-91</u>
Net recoverable expenditure	<u>\$172,950</u>	<u>\$294,941</u>
Less: Current year recovery	156,327	268,346
Less: Current year recovery		
applicable to prior year	<u>100,064</u>	<u>73,469</u>
	<u>56,263</u>	<u>194,877</u>
Balance recoverable at year-end	<u>\$116,687</u>	<u>\$100,064</u>

Recovery of expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. is based on quarterly billings.

#### 5. Related party transactions

The expenditure includes the cost of services by other federal government departments and agencies. These costs aggregate \$76,781 (1990-91 \$101,879). Professional and special assistance and office accommodation represent the main services provided by the related parties.







Notes afférentes à l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice terminé le 31 mars 1992 (suite)

3. Dépenses financées par crédits parlementaires

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1991-92	1990-91
Crédits parlementaires		
Conseil Privé		
Crédit 30 Dépenses du programme	472 000 \$	530 000 \$
Statutaire - Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	18 000	27 000
Montant non requis	310 726	557 000
	248 883	
Crédit net utilisé	179 274 \$	308 117 \$

4. Compte avec la Foothills Pipe Lines Ltd.

	1991-92	1990-91
Dépenses remboursables nettes	172 950 \$	294 941 \$
Moins: recouvrement de l'exercice	156 327	268 346
moins: recouvrement de l'exercice attribuable aux dépenses de l'exercice précédent	100 064	73 469
	56 263	194 877
Solde remboursable à la fin de l'exercice	116 687 \$	100 064 \$

Le recouvrement des dépenses auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

5. Opérations entre apparentés

Les dépenses incluent le coût des services fournis par les autres ministères et organismes du gouvernement fédéral. Ces coûts totalisent 76,781 \$ (101,879 \$ en 1990-1991). L'aide professionnelle et les autres services spéciaux ainsi que la fourniture de locaux représentent les principaux services fournis par les apparentés.

**1. Pouvoirs et objectif**

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord. L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires. Cependant, en vertu de sa Loi constitutive et du Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie, l'Administration doit recouvrer ses dépenses annuelles d'exploitation auprès des sociétés qui détiennent les certificats de commodité et nécessité publiques émis par l'Administration. Actuellement, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont versées au Trésor et l'Administration ne peut s'en servir.

Réduction des activités

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

**2. Conventions comptables**Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux régimes de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux dépenses de l'exercice au cours duquel ils sont payés. Les immobilisations acquises sont imputées aux dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement.

Recettes

Les recettes sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse.

Régime de prévoyance des employés

Les employés des niveaux supérieurs ainsi que certains employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur traitement lors de leur cessation d'emploi.



# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses remboursables nettes et des recettes  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1992

	1991-92	1990-91
Dépenses remboursables nettes		
Dépenses		
Services professionnels et spéciaux	79 972 \$	151 559 \$
Traitements et prestations aux employés	67 600	88 652
Régime de prévoyance des employés	—	43 074
Location de matériel et de locaux	19 905	19 941
Matériel de bureau	3 942	—
Information	3 725	—
Transport et communication	2 445	3 099
Fournitures, approvisionnements et entretien	1 685	1 792
Total des dépenses financées par crédits parlementaires (note 3)	179 274	308 117
Moins: Partie non remboursable des prestations aux employés	6 324	13 176
Dépenses remboursables nettes (note 4)	172 950 \$	294 941 \$
Recettes		
Recouvrement des dépenses remboursables nettes auprès de Foothills Pipe Lines Ltd. (note 4)	156 327 \$	268 346 \$
Droits de servitude	30 400	30 400
	186 727 \$	298 746 \$

Approuvé par:

Le directeur général

*Alvin (Amphib)*

L'agent financier supérieur

*6 H. J. Hardy*



VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre responsable de  
l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état de dépenses remboursables nettes et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1992. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'état financier. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans l'état financier. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble de l'état financier.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses remboursables nettes et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1992 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada,

D. Larry Meyers, FCA  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 30 novembre 1992

# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1992.

En 1991-1992, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 472 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 179 000 \$. À la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit des renseignements et des conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 156 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont 100 000 \$ pour des dépenses de l'année précédente. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Toutes les sommes recouvrées ont été créditées au Trésor du Canada.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

(Aux États-Unis, l'événement le plus digne de mention en ce qui concerne le Bureau de l'inspecteur fédéral (OFI) a été son abolition inattendue, qui a résulté des circonstances dont nous avons traité plus haut. M. Bayer a démissionné de son poste d'inspecteur fédéral au début d'avril 1992. Une semaine plus tard, l'administration Bush proposait de suspendre le financement de l'organisme pour le reste de l'exercice financier 1992 et de lui retirer tout financement dès l'exercice suivant. En octobre 1992, le Congrès américain approuva un volumineux projet de loi énergétique qui, entre autres choses, prévoyait l'abrogation des dispositions législatives établissant l'OFI et le transfert de ses attributions au Secrétaire à l'énergie.)



gouvernement américain répondit à la note du gouvernement canadien en lui donnant l'assurance qu'il n'était pas dans ses intentions de résilier unilatéralement ses ententes bilatérales. « Afin d'intensifier la coopération de nos deux gouvernements dans ce domaine, disait la note, et compte tenu du fait que les conditions sur les marchés ont beaucoup changé depuis les ententes de 1977 et de 1980, nous considérons qu'il serait utile que nos deux gouvernements examinent ensemble les politiques établies dans la foulée de l'Alaska Natural Gas Transportation Act pour voir si elles sont encore pertinentes. Cet examen pourrait avoir lieu sous les auspices de l'Energy Consultative Mechanism (mis sur pied il y a plusieurs années pour permettre la tenue de consultations bilatérales périodiques sur des questions liées à l'énergie). »

## **Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc**

Ce sont surtout les dossiers dont il a été traité plus haut qui ont retenu l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord pendant la période sur laquelle porte le présent rapport, notamment la supervision de l'accroissement par la Foothills de la capacité de l'embranchement est du gazoduc en Alberta, par l'installation de deux nouvelles stations de compression et la modification d'une troisième, afin de s'assurer que les conditions techniques, environnementales, socio-économiques et autres soient toutes respectées. L'Administration s'est aussi penchée sur une requête de la Foothills lui demandant l'autorisation d'accroître considérablement la capacité de son réseau dans le sud de la Colombie-Britannique parallèlement à l'augmentation de capacité de compression projetée par l'Alberta Natural Gas Co., dossier dont était également saisi l'Office national de l'énergie. Certains dossiers bilatéraux ont aussi retenu l'attention de l'Administration, notamment la mésestante continue sur la question des achats liés au projet et la recommandation que l'Inspecteur fédéral américain, M. Michael J. Bayer, a faite au Président à la mi-janvier concernant la résiliation des ententes bilatérales conclues avec le Canada au sujet du pipe-line et l'abrogation de la législation américaine sous-jacente.

Comme nous le mentionnons dans le rapport annuel précédent, le 21 avril 1991, le très honorable Joe Clark, qui a été secrétaire d'État aux Affaires extérieures pendant un certain nombre d'années, est devenu ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord en sus de ses fonctions de président du Conseil privé et de ministre responsable des Affaires constitutionnelles. Il succédait ainsi au Vice-premier ministre, l'honorable Don Mazankowski, qui a été nommé ministre des Finances après avoir assumé pendant un certain temps, outre les fonctions de ministre responsable de l'APN, celles de président du Conseil privé et de ministre de l'Agriculture.

Donald W. Campbell a continué d'assumer les fonctions de directeur général de l'APN pendant l'exercice financier, en plus de ses fonctions de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire d'État associé aux Affaires extérieures. Kenneth W. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie, a occupé le poste d'administrateur et de fonctionnaire désigné de l'Administration. (À l'expiration de son mandat, en septembre 1992, M. Vollman a été remplacé par un autre membre de l'Office national de l'énergie, M. Roy Illing, qui, en qualité de ministre de l'Énergie de la Colombie-Britannique, a été pendant un certain nombre d'années représentant de cette province au sein du Conseil consultatif fédéral-provincial établi en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord.)

L'Administration est encore redevable à l'Office national de l'énergie de mettre à sa disposition, à titre contractuel, les services de son personnel pour la faire bénéficier de toute l'information et des conseils techniques dont elle a besoin pour s'acquitter de ses responsabilités en matière de réglementation. Le personnel de l'ONE a aussi continué de fournir des services de soutien administratif à l'APN. Les coûts de tous les services ainsi fournis par l'ONE lui sont remboursés par l'APN, qui en recouvre les frais auprès de la Foothills comme c'est le cas pour tous les autres coûts de l'Administration.

répondant à une lettre similaire de M. Sharp, le secrétaire à l'Énergie, M. James D. Watkins, écrit l'Exécutif. Il proposa que l'autorité exercée par l'OFI le soit dorénavant par une division de son propre ministère.

Compte tenu de ce qui précède, la présentation par M. Bayer au Président, le 14 janvier 1992, d'un rapport recommandant la résiliation de l'Entente canado-américaine de 1977 sur le pipeline et de l'entente auxiliaire de 1980 concernant les achats, l'abolition du Bureau de l'Inspecteur fédéral, l'abrogation de la législation américaine sous-jacente et la suppression de tous les droits juridiques accordés aux promoteurs américains du ANGTS a quelque peu étonné les observateurs canadiens et américains.

Les recommandations de l'Inspecteur fédéral étaient fondées sur un certain nombre de conclusions. L'une d'elles était que depuis l'adoption du projet, en 1977, les circonstances avaient changé et que l'hypothèse sur laquelle il était fondé s'est révélée «complètement erronée». Dans l'intervalle, les réserves de gaz découvertes dans des zones «conventionnelles» des 48 États du sud et du Canada se sont révélées beaucoup plus abondantes que prévu, tandis que le prix du gaz demeurerait bien en-deçà des niveaux prévus. Pendant la même période, le gouvernement avait éliminé les obstacles juridiques empêchant l'exportation sous forme liquide vers les pays du bassin du Pacifique de gaz provenant des réserves du versant nord de l'Alaska en approuvant la construction du Trans-Alaska Gas System (TAGS), laquelle, affirma M. Bayer, contredit les hypothèses formulées quant à la possibilité de commercialiser le gaz de la baie Prudhoe et à la disponibilité de ces fournisseurs pour le ANGTS.

Il était improbable, dit-il, que l'on prolonge la canalisation du ANGTS jusqu'au versant nord de l'Alaska dans les 20 prochaines années. En fait, il était plus probable que les premières livraisons de gaz de l'Arctique soient acheminées via une canalisation servant au transport vers le sud, le long de la vallée du Mackenzie, du gaz canadien provenant des réserves du delta du Mackenzie. De toute façon, ajouta-t-il, il faudrait à l'avenir se fier sur les forces du marché plutôt que sur des décrets gouvernementaux pour déterminer quand, où, par qui et à quel coût un pipeline vers l'Alaska devrait être construit. Il reconnut que la construction de tout futur pipeline devant traverser le Canada à partir de l'Alaska nécessiterait le consentement des autorités canadiennes tout en maintenant, cependant, que cela ne serait pas fondamentalement différent de la situation actuelle en ce qui concerne les autres projets de pipeline dont l'objet est de transporter du gaz canadien aux États-Unis.

Dans son rapport, l'Inspecteur fédéral mentionnait la nécessité de consulter le gouvernement canadien, entre autres parties intéressées, au sujet de ses recommandations. Il n'a cependant pas laissé entendre que l'annulation de l'Entente de 1977 devait être subordonnée au consentement du Canada et, en fait, il a fait remarquer que le Canada s'opposerait probablement à l'abandon du ANGTS. Tout en laissant entendre que l'abandon de ce projet pourrait présenter certains avantages pour le Canada, particulièrement celui d'éliminer la concurrence provenant du gaz de l'Alaska en ce qui concerne ses propres réserves du delta du Mackenzie, il fit remarquer que les autorités canadiennes ne demanderaient pas mieux que de maintenir la structure tarifaire adoptée pour encourager la construction préliminaire des embranchements est et ouest dans le but initial de transporter les surplus de gaz canadien jusqu'aux marchés américains.

Dans une note adressée au Département d'État au milieu de février 1992 au sujet du rapport de l'Inspecteur fédéral, le gouvernement canadien a dit s'attendre à ce que les États-Unis continuent de respecter leurs obligations en vertu de l'Entente de principe de 1977 et des assurances qu'ils ont subséquemment données au gouvernement du Canada relativement au pipeline. Toute action donnant suite aux recommandations susmentionnées, y disait-on, irait à l'encontre des obligations contractées par les États-Unis et serait inacceptable pour le Canada. (Il était prévu dans l'entente conclue entre les deux pays en 1977 concernant le pipeline qu'elle demeurerait en vigueur pendant une période de 35 ans à compter de la date de sa signature et qu'elle pourrait être résiliée par la suite moyennant un préavis de 12 mois.) Au début d'avril, le



De son côté, M. Bayer a dit que des consultations auprès de certains ministères et organismes américains l'avaient mené à la conclusion que le programme d'achats adopté par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, programme dont faisait partie le questionnaire (sur les avantages pour le Canada) auquel il s'opposait, allait à l'encontre des dispositions de l'Accord de libre-échange (ALE) conclu en 1988 entre le Canada et les États-Unis, et de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT). Durant la réunion, M. Campbell s'engagea à vérifier le bien-fondé de cette affirmation de l'inspecteur fédéral américain et à y répondre. À la mi-février, dans sa réponse à une lettre ultérieure de M. Campbell concernant la recommandation qu'il avait faite, dans le rapport qu'il avait présentée au Président au milieu du mois de janvier 1992, qu'il soit mis fin à tous les engagements américains à l'égard du ANGTS, y compris les engagements envers le Canada, M. Bayer a écrit, en parlant de la question des achats qu'il avait soulevée durant leur rencontre précédente qu'elle existait «tout à fait indépendamment du statut de mon Bureau ou des fondements sur lesquels s'appuie son autorité. Notre position est fondée sur les dispositions du GATT et de l'ALE de 1988, et non pas sur les ententes de 1977 ou de 1980 concernant le ANGTS.»

(En juin 1992, le directeur général de l'Administration écrit au Bureau de l'inspecteur fédéral relativement à la question de la validité du programme d'achats de la Foothills, soulevée lors de consultations antérieures par M. Bayer qui, à ce moment-là avait déjà démissionné de son poste. M. Campbell faisait remarquer dans sa lettre qu'il était mentionné dans le préambule de l'entente sur le pipe-line conclue entre les deux gouvernements en 1977 qu'ils appuyaient tous deux le projet dans l'espoir de promouvoir les intérêts économiques et énergétiques de leur pays et d'optimiser les retombées industrielles que le projet pourrait avoir pour chaque pays. Plus loin dans sa lettre, M. Campbell faisait observer qu'il était prévu dans l'Entente que chaque gouvernement veillerait à ce que les approvisionnements en biens et services se fassent généralement dans des conditions de concurrence.

(M. Campbell fit aussi remarquer qu'en vertu des dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, la Foothills devait faire en sorte d'optimiser les retombées industrielles du projet pour le Canada dans les limites du second objectif, soit que les achats se fassent généralement dans des conditions de concurrence. «Après étude de la question, écrit-il, nous concluons que le programme d'achats adopté par la Foothills est entièrement conforme aux dispositions de l'Entente de 1977 entre nos deux gouvernements et aux dispositions actuelles du GATT.» Il ajouta qu'on considérerait également au Canada que ce programme d'achats était conforme à l'Accord de libre-échange, conclusion qu'était venu renforcer le fait que les négociateurs américains de l'ALE n'avaient rien trouvé à redire au sujet des dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, ni à l'égard du programme adopté conformément à ses exigences.)

### **Le projet d'annulation de l'entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line et d'abrogation de la loi américaine sous-jacente**

La première personne à mettre publiquement en doute la nécessité de maintenir en place le Bureau de l'inspecteur fédéral (OFI) pour superviser l'exécution du projet de réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska (ANGTS) a été un membre du Congrès, M. Philip R. Sharp, président du Sous-comité de la Chambre sur l'énergie, dans une lettre qu'il a adressée à l'inspecteur fédéral en octobre 1991. Étant donné le long retard qu'avait pris le projet avec le prolongement du pipe-line pour permettre l'acheminement du gaz de la baie Prudhoe, en Alaska, M. Sharp a mis en doute l'utilité de maintenir le Bureau de l'inspecteur fédéral en service. Si certaines fonctions devaient être maintenues, dit-il, peut-être pourraient-elles être exercées de façon moins coûteuse par quelque autre organe du gouvernement fédéral.

Dans une longue réponse, M. Bayer sembla prétendre que le maintien du rôle de l'OFI pouvait se justifier et mit en doute la possibilité de réaliser d'importantes économies en confiant ces fonctions à un autre organisme. De toute façon, ajouta-t-il, la structure juridique et réglementaire actuelle ne devrait pas être modifiée sans tenir d'abord d'importantes consultations avec les gouvernements canadien et alaskain et étudier les autres ramifications possibles. Toutefois,

## Persistance de la controverse concernant les approvisionnements

Les inquiétudes du Canada concernant l'application de l'entente bilatérale de 1980 régissant l'achat de certains articles désignés pour le pipe-line ont commencé à pointer vers la fin des années 80. Il devenait alors de plus en plus apparent que les promoteurs américains des embranchements est et ouest souhaitaient transgresser ces règles, avec l'assentiment de l'inspecteur fédéral américain de l'époque, dans le cas d'augmentations proposées de la capacité de leurs réseaux respectifs. On a prétendu du côté américain que ces canalisations additionnelles ne faisaient pas vraiment partie de l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), argument qui, disait-on, était renforcé par le fait qu'aucun des promoteurs n'avait choisi de procéder suivant les dispositions de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act* pour obtenir les autorisations requises.

Ces règles – qui portent sur l'achat de conduits de grand diamètre, de compresseurs et de vannes et de raccords de grande taille – ont été adoptées en premier lieu à l'instigation du gouvernement américain, comme moyen de réaliser plus facilement un des objectifs majeurs qu'il avait demandé avec insistance au début qu'on énonce dans l'entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line. Par cette entente, les deux gouvernements s'engageaient à faire en sorte que les approvisionnements en biens et en services se fassent généralement dans des conditions de concurrence.

Après avoir été nommé inspecteur fédéral, en octobre 1990, Michael J. Bayer a rencontré son homologue canadien Donald W. Campbell, directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, à Ottawa en février 1991 pour discuter de ce dossier et d'autres questions. M. Bayer a alors dit qu'il lui paraissait souhaitable que les règles d'achat soient appliquées du côté américain comme elles l'avaient été pour les expansions du réseau au Canada, et a signifié son intention d'essayer d'obtenir des promoteurs américains qu'ils se plient volontairement à ces règles.

Comme il est mentionné dans le rapport de 1990-1991, M. Bayer a plus tard informé le Congrès, en mai 1991, qu'étant donné que chacun des projets d'expansion proposés suivait en substance la deuxième phase prévue des deux embranchements, les promoteurs avaient accepté de se conformer aux règles d'achat « dans la mesure du possible ». Il en a ensuite conclu que la question des achats avait été réglée « à la satisfaction » des deux pays.

Toutefois, il est clairement ressorti d'un échange de lettres ultérieur (en août et septembre 1991) entre MM. Bayer et Campbell que la question des achats demeurait un dossier litigieux. M. Bayer a demandé que des consultations aient lieu relativement à un questionnaire que la Foothills avait inclus dans les documents de soumission relatifs à l'achat de certains articles désignés et qui visait à recueillir de l'information reliée à une évaluation des retombées industrielles et économiques possibles des achats proposés. Dans sa réponse, M. Campbell a signifié qu'il désirait lui aussi entreprendre des consultations relativement à l'application inefficace des règles d'achat du côté américain, faisant aussi observer que, du point de vue du Canada, l'affirmation qu'avait faite M. Bayer dans son rapport au Congrès – selon laquelle la question des achats avait été réglée à la satisfaction des deux parties – paraissait plutôt exagérée. M. Campbell a fait remarquer qu'en ce qui concernait les achats liés à l'expansion de l'embranchement ouest au sud de la frontière, la situation avait dépassé le point où les règles établies pouvaient être appliquées de façon valable. Lors d'une autre rencontre tenue à Ottawa en décembre 1991, M. Campbell a signalé qu'il n'avait encore été informé ni de la situation des achats pour l'expansion de l'embranchement est en ce qui avait trait aux règles bilatérales sur lesquelles il y avait eu entente, ni des implications de l'engagement conditionnel des promoteurs de l'embranchement est de se conformer aux dispositions de l'entente bilatérale. En fait, en ce qui concerne l'achat d'articles désignés pour l'expansion des deux réseaux, les règles n'ont été respectées que dans le seul cas des vannes et des raccords requis pour l'embranchement est. M. Bayer a laissé savoir que les seuls autres articles désignés requis pour l'expansion de ce tronçon du réseau – des compresseurs additionnels – avaient depuis longtemps été achetés par la Northern Border, promotrice de ce tronçon du pipe-line aux États-Unis.



l'installation d'un troisième train partiel requis relativement aux installations de décompression-recompression de la Foothills associées à l'usine d'extraction de liquides du gaz naturel d'Empress en Alberta.

Cette expansion a été entreprise en réponse à une requête de NOVA, qui demandait qu'on lui garantisse le transport de quelque 16,35 millions de mètres cubes de gaz par jour (577 millions de p³/j) via le tronçon albertain de l'embranchement est. Le volume de ses livraisons quotidiennes passerait ainsi de 42,41 à 58,76 millions de mètres cubes (de 1,5 à 2,07 milliards de p³). Au début, NOVA avait besoin de cette quantité additionnelle de gaz pour la livrer à TransCanada Pipelines à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. Par la suite, cependant, il a été décidé que 6,8 millions de mètres cubes (240 millions de p³) seraient livrés chaque jour au tronçon saskatchewanais de l'embranchement est afin de répondre à la demande accrue de gaz devant être livré au sud de la frontière via le réseau de la Northern Border à compter de novembre 1992. Il était possible d'accroître ainsi le débit de l'embranchement est en Saskatchewan en n'apportant que des modifications mineures aux groupes compresseurs existants.

## Les réserves de gaz du delta du Mackenzie

Les plans concernant la livraison jusqu'aux marchés du gaz des réserves canadiennes de la région du delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest sont demeurés en suspens pendant l'exercice financier. Comme nous le mentionnions dans le rapport annuel précédent, l'approbation par le gouvernement fédéral des licences que l'Office national de l'énergie avait proposé, à l'été de 1989, d'accorder aux sociétés Esso, Gulf et Shell pour l'exportation, sur une période de 20 ans commençant en 1996, de 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de p³) de gaz canadien a été retardée jusqu'à ce qu'il soit convenu qu'il avait dûment été tenu compte des facteurs environnementaux.

Au milieu de mars 1991, un consortium de six compagnies annonça qu'il avait signé une déclaration de principes devant servir de base à la planification de la construction d'un pipe-line pour le transport jusqu'aux marchés du sud du delta du Mackenzie. Ce consortium est formé des trois principaux propriétaires du gaz du Delta et de trois sociétés d'exploitation de pipe-lines – Interprovincial, Polar Gas et Foothills. La Foothills, promotrice du tronçon canadien du gazoduc de la route de l'Alaska, avait auparavant présenté à l'ONE une requête dans laquelle elle proposait de construire en direction sud à partir du Delta un pipe-line qui irait rejoindre la canalisation principale de deuxième phase du gazoduc de la route de l'Alaska près de Boundary Lake, non loin de la frontière nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Depuis son annonce de mars 1991, le consortium n'a fourni aucune autre information relativement aux dimensions, au tracé et à la capacité du pipe-line dont il avait l'intention de proposer la construction.

Pendant le dernier exercice financier, l'Office national de l'énergie a poursuivi son examen des incidences environnementales possibles du projet d'exportation du gaz du delta du Mackenzie conformément aux lignes directrices établies dans le cadre du Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. (En juillet 1992, l'Office publia un rapport dans lequel il concluait que l'exportation du gaz du delta du Mackenzie n'aurait pas d'effets néfastes pour l'environnement. Les effets possibles résulteraient de la production, du traitement, du transport et de la distribution du gaz. L'Office considérait qu'il serait «prématuré et irréaliste» d'essayer d'évaluer ces facteurs environnementaux tant que les requêtes nécessaires n'auraient pas été présentées aux autorités compétentes. L'Office a fait remarquer qu'il lui avait fallu tenir compte, dans ses délibérations, d'un jugement mettant en cause Hydro-Québec que la Cour fédérale d'appel a rendu en juillet 1991 et dans lequel elle statua que la juridiction de l'ONE sur les exportations – dans ce cas, d'électricité – ne s'étendait pas aux installations servant à la fabrication du produit destiné à être exporté.

lui fallait se prononcer sur cette question pour être en mesure de déterminer s'il pouvait, également, acquiescer à la requête d'Altamont Canada, par laquelle celle-ci demandait qu'on l'exempte de l'obligation d'obtenir un certificat d'utilité publique pour construire un pipe-line. Selon la Loi sur l'Office national de l'énergie, celui-ci ne peut accorder pareille exemption pour des pipe-lines de plus de 40 km (25 mi) de longueur.

(Tout en contestant vigoureusement toute hypothèse voulant que le raccordement de la NOVA puisse être de juridiction fédérale, Altamont a demandé à l'Office national de l'énergie, en juillet 1992, de revoir et de suspendre sa décision approuvant l'installation de groupes compresseurs plus puissants par l'Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) dans le cadre du projet d'expansion de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique. Altamont soutenait que, pour des raisons de justice fondamentale, l'Office devrait aussi déterminer s'il existait ou non une question de juridiction dans le cas des installations de NOVA en amont de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta. Dans un jugement rendu en septembre 1992, l'Office conclut qu'il n'y avait pas de raisons suffisantes de revoir la décision initiale approuvant le projet d'expansion d'ANG. Par conséquent, la requête fut rejetée et il ne fut pas accordé de suspension. Au moment d'écrire ces lignes, l'Office n'avait pas rendu de décision sur la question de juridiction.

(Au milieu de 1992, Altamont annonça sa décision de repousser d'un an la date d'entrée en service, qui avait initialement été prévue pour novembre 1993, à cause de ce qu'elle percevait comme un début de fléchissement du marché californien.)

## L'embranchement est

### – Développement du côté américain

Depuis la seconde moitié des années 80, la Northern Border Pipeline Co., promotrice de l'embranchement est de ce qu'on appelle aux États-Unis l'Alaska Natural Gas Transportation System (Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska – ANGST), a formulé diverses propositions d'expansion de ses opérations au sud de la frontière. Dans des propositions présentées en 1990, puis modifiées au début de 1991, il était question d'étendre le réseau de la Northern Border de Ventura (Iowa) à Tuscola (Illinois), environ 612 km (378 mi) plus loin, et d'en accroître le débit de quelque 21,24 millions de mètres cubes par jour (750 millions de pi<sup>3</sup>/j). Pressée par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de démontrer qu'il existait des marchés fermes pour justifier l'augmentation proposée de la capacité de débit de son réseau si elle ne voulait pas que sa requête soit rejetée, la Northern Border a présenté un plan d'expansion moins ambitieux en juillet 1991. Ce plan prévoyait l'utilisation de la canalisation supplémentaire du réseau allant de Ventura à Harper, en Iowa, canalisation de 238 km (147 mi) de longueur qu'elle avait précédemment convenu d'acquiescer de la Natural Gas Pipeline Co. of America.

Par l'installation d'équipements lui permettant d'accroître sa capacité de compression, la Northern Border proposait d'augmenter le débit de son réseau de quelque 8,87 millions de mètres cubes par jour (387 millions de pi<sup>3</sup>/j). Là-dessus, une part d'environ 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi<sup>3</sup>/j) serait constituée d'exportations supplémentaires de gaz canadien livrées via l'embranchement est de la Foothills en Alberta et en Saskatchewan. Le reste de l'augmentation de débit proviendrait de sources américaines. Ce nouveau projet d'expansion de la Northern Border fut approuvé par la FERC au printemps de 1992, l'augmentation de débit devant commencer en novembre 1992.

### – Développement du côté canadien

Au cours de l'exercice financier, l'expansion du tronçon albertain de l'embranchement est, prévue à l'Addendum 5 du rapport de conception du réseau de la Foothills, approuvé par le fonctionnaire désigné de l'APN en avril 1991, s'est poursuivie. Comme nous le mentionnons dans le rapport annuel précédent, ces travaux comportaient l'installation de deux nouvelles stations de compression en Alberta, les stations 363 et 365, et la modification d'une station existante, la station 367, à Jenner (Alberta). En outre, en juin 1991, l'Office national de l'énergie a approuvé



de 6,8 à 31,5 millions de mètres cubes par jour (de 240 millions à 1,1 milliard de pi<sup>3</sup>/j). Un accroissement considérable de la capacité du réseau NOVA en Alberta, au coût approximatif de 312 millions \$, serait aussi nécessaire pour réunir les quantités supplémentaires de gaz et les acheminer à la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique. Après présentation des requêtes respectives, l'ONE et l'APN établirent un processus conjoint pour la sollicitation de toute information additionnelle requise et pour la réception de mémoires relativement à l'examen entrepris par l'ONE.

(En mai 1992, l'Office publia ses Motifs de décision relativement à l'approbation de la requête d'ANG et le fonctionnaire désigné de l'APN approuva également l'addendum au rapport de conception du réseau proposé par la Foothills, ce qui constituait pour la compagnie une autorisation à réaliser sa partie du projet d'expansion de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska. Dans ses Motifs de décision, l'Office se disait «convaincu qu'il serait fait une utilisation raisonnable des installations supplémentaires d'ANG pendant leur vie utile et que les frais connexes liés à la demande seraient payés». L'Office conclut donc que le projet servirait bien les intérêts de la population canadienne.)

### – La proposition d'Altamont

Comme nous l'avons mentionné dans la section précédente ainsi que dans le dernier rapport annuel, le projet d'expansion de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada et aux États-Unis a été contesté par la Altamont Gas Transmission Co. qui a plutôt proposé de transporter une importante quantité de gaz canadien jusqu'au marché californiens en installant une nouvelle canalisation qui se raccorderait au réseau existant de la Kern River Gas Transmission Co. à Opa, au Wyoming. En octobre 1991, constatant que le sentiment général était qu'un seul des deux projets serait viable économiquement, le gouvernement de l'Alberta demanda à sa commission de conservation des ressources énergétiques, l'Energy Resources Conservation Board, de procéder à une quête d'informations en vue de réunir les renseignements pertinents nécessaires pour évaluer le pour et le contre de chaque proposition tout en évitant de formuler elle-même des conclusions. (Ce rapport fut rendu public en juin 1992.)

Au début de 1991, la FERC approuva la proposition d'Altamont de construire, à partir de la frontière canadienne près de Wild Horse en Alberta, une canalisation de 1 000 km (620 mi) qui se raccorderait au réseau de la Kern River et qui permettrait de livrer jusqu'à 20,8 millions de mètres cubes par jour (736 millions de pi<sup>3</sup>/j) de gaz canadien en Californie et vers d'autres marchés de l'Ouest. À la fin de juillet 1991, la Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) présenta à l'Office national de l'énergie une requête par laquelle elle demandait l'autorisation de construire un pipe-line de 300 mètres à la frontière canadienne afin de relier un raccordeur construit par Altamont aux États-Unis pour se raccorder au réseau de la Kern River. Dans une lettre d'accompagnement, Altamont demandait à l'Office de procéder à une audience comparative afin de considérer en même temps la requête rivale d'expansion de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique afin de «choisir le projet qui sert le mieux les intérêts de la population canadienne», demande à laquelle l'ONE refusa d'acquiescer.

L'Office ayant annoncé, en novembre 1991, son intention d'étudier la requête d'Altamont en la jugeant d'après ses propres mérites et indépendamment de la demande d'ANG d'accroître la capacité de son réseau, Altamont décida plus tard de retirer la requête dont elle avait précédemment saisi la Cour fédérale en vue de contester les décisions antérieures de l'Office et de l'APN dans cette dernière affaire.

(En juin 1992, l'ONE annonça son intention de se pencher sur une question préliminaire de juridiction découlant de la requête d'Altamont Canada en sollicitant des mémoires écrits de la part des parties intéressées. Il s'agissait dans ce cas de déterminer si le pipe-line de 217 km (135 mi) devant être construit par NOVA immédiatement en amont pour la livraison de gaz albertain jusqu'au raccordeur d'Altamont Canada à la frontière canado-américaine devait aussi être assujéti à la juridiction fédérale en vertu des principes du droit constitutionnel. L'Office conclut qu'il

politiques conformes à la logique du marché adoptées antérieurement par les gouvernements canadien et américain pour régir le commerce du gaz naturel. En novembre 1991, l'APC présentait à l'Office une requête modifiée le pressant d'agir immédiatement pour contrer les effets de la décision prise en novembre par la CPUC relativement au courtage de capacité. Au début de février 1992, l'ONE émit un certain nombre d'ordonnances provisoires qui eurent pour effet d'assujettir à son approbation préalable toute augmentation des exportations en vertu des ordonnances d'exportation à court terme existantes et les nouvelles exportations à court terme de gaz canadien via les gazoducs des sociétés PGT et PG&E.

(Après audition de la requête de l'APC, l'Office statua dans ses *Motifs* de décision de juin 1992 qu'il ne pouvait «laisser passer ou ignorer l'incidence des mesures réglementaires prises par d'autres juridictions qui modifient intégralement la base sur laquelle il se fondaient pour délivrer une licence et qui imposent des changements au sein de sa juridiction». L'Office était d'avis qu'il fallait une période de transition plus longue pour permettre aux partenaires commerciaux de négocier des arrangements contractuels. Entre autres choses, l'ONE remplaça ses mesures provisoires par de nouvelles ordonnances qui interdisaient toute exportation de gaz naturel canadien vers le marché du nord de la Californie pour laquelle il n'avait pas déjà été conclu de contrat de vente par A&S à ce marché.

### – Développement du côté canadien

Au cours de l'exercice financier, l'Office national de l'énergie et l'Administration du pipe-line du Nord se sont acquittés ensemble de leurs responsabilités de réglementation dans leurs sphères de compétence respectives en ce qui concerne le projet d'accroissement de la capacité de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique pour qu'il soit possible de livrer les quantités supplémentaires de gaz qu'il est proposé d'exporter en Californie et dans le Nord-Ouest des États-Unis via le réseau de la PGT et de la PG&E.

Dans le cas de l'ONE, il s'agissait d'étudier la requête de l'Alberta Natural Gas Co. (ANG), qui demandait l'autorisation d'installer de nouveaux groupes compresseurs et de modifier des installations à trois de ses stations de compression afin d'augmenter la compression de 42 mégawatts (56 250 chevaux vapeur). Le coût de cette opération a été évalué à près de 82 millions \$. Au même moment, le fonctionnaire désigné de l'APN avait à étudier une demande d'adoption d'un projet d'Addendum 4 du rapport de conception du réseau présentée par la société Foothills Pipelines Ltd., promotrice du gazoduc de la route de l'Alaska et détentrice d'un certificat d'exploitation de pipe-lines réputé lui avoir été accordé en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. Il s'agissait de relier entre elles les quatre mailles existantes de la Foothills sur le réseau d'ANG dans le sud de la Colombie-britannique en installant une canalisation de 1 067 mm (42 po) sur une distance additionnelle de 77,5 km (54,4 mi) au coût approximatif de 104,6 millions \$. Cette canalisation supplémentaire – et l'augmentation de compression assurée par ANG – augmenterait suffisamment la capacité du réseau dans le sud de la Colombie-Britannique pour en porter le débit



Même quand il progressait vers sa réalisation, le projet d'augmentation des exportations de gaz canadien via les canalisations ajoutées au réseau de l'embranchement ouest était exposé, sur deux fronts, à des problèmes virtuels aux dimensions incertaines : l'émergence d'un conflit entre la California Public Utilities Commission (CPUC) et des gouvernements canadiens (le gouvernement fédéral et certains gouvernements provinciaux) ainsi que l'Office national de l'énergie et des producteurs de gaz canadiens, et la possibilité qu'entre en compétition avec lui le projet mis de l'avant par la Altamont Gas Transmission Co. et sa filiale canadienne Altamont Gas Transmission Canada Ltd., projet dont les grandes lignes sont exposées dans la section suivante, qui porte sur les développements survenus du côté canadien en ce qui concerne l'embranchement ouest.

Comme nous l'avons mentionné dans le rapport annuel de 1990-1991, le projet d'expansion de l'embranchement ouest aux États-Unis a pris une nouvelle tournure quand il a été annoncé, en septembre 1991, que la TransCanada Pipelines Ltd. (TCPL) avait conclu une entente en prévision de l'achat de la PGT de sa société-mère, la PG&E. La TCPL a aussi fait savoir qu'elle se proposait d'acheter la part de 49 p. 100 de la PGT dans la société Alberta Natural Gas Co., qui transporte du gaz jusqu'à la frontière internationale via le sud de la Colombie-Britannique. Elle a fait savoir en outre qu'elle était intéressée à acheter la société Alberta & Southern Gas Co. (A&S), qui fait les achats de gaz canadien de la PGT pour le compte de la PG&E. En décembre 1991, la TCPL annonçait qu'elle avait décidé de ne pas acheter A&S. (Vers le milieu d'avril 1992, la TCPL fit savoir qu'elle avait l'intention de suspendre son projet d'acheter PGT de PG&E en attendant que soit réglé le différend entre le Canada et la California Public Utilities Commission. Au début de juillet 1992, cependant, la TCPL acquérait la part de 49 p. 100 des actions de la société ANG que détenait la PGT.)

### – Le différend avec la CPUC

Les questions complexes entourant la controverse entre la California Public Utilities Commission (CPUC) et les autorités fédérales et provinciales canadiennes originent d'une décision prise par l'Office national de l'énergie en 1989. L'Office avait alors approuvé ce qui était en fait le renouvellement à long terme d'une licence accordée à l'Alberta and Southern Gas Co. (A&S), filiale en pleine propriété de la PG&E, pour l'exportation sur une période de 11 ans de 116,4 milliards de mètres cubes (4,1 billions de pi<sup>3</sup>) de gaz canadien vers le marché du nord de la Californie.

Au moment où l'ONE a étudié la demande d'A&S, la CPUC s'est montrée très favorable à cette mesure. Il est toutefois devenu apparent au milieu de 1990 que sa position avait changé; elle ordonna alors à la PG&E, l'ultime acheteur de gaz d'A&S, de renégocier ses contrats à long terme afin d'obtenir son gaz à des prix comparables à ceux qui avaient cours en Alberta, plutôt qu'à un prix qui reflétait le coût du gaz provenant d'autres sources possibles d'approvisionnement sur le marché californien (frais de transport exclus), en dépit du fait que le prix du gaz canadien se comparait très avantageusement avec celui du gaz provenant de ces autres sources. La CPUC émit subséquemment des directives visant à promouvoir une pratique, appelée «courtaage de capacité», consistant en l'achat direct de gaz canadien à court terme par des expéditeurs californiens, pratique qui eut pour effet de miner les contrats à long terme d'A&S sur lesquels étaient fondés les prolongements de licences approuvés par l'ONE en 1989 et de mettre en péril les investissements faits au Canada en exécution de ces contrats. Bien qu'elle se soit réjouie au début que les partenaires commerciaux aient conclu une entente d'accès qui permettait l'achat direct entre les expéditeurs et les producteurs d'A&S de 25 p. 100 du gaz livré en vertu de la licence de cette dernière, la CPUC ordonna subséquemment à PG&E d'appliquer le courtaage de capacité à l'ensemble des livraisons d'A&S en octobre 1992, ou dans les 60 jours suivant l'émission par la FERC d'une ordonnance de nouvelle audition autorisant le courtaage de capacité, selon la dernière éventualité.

Vers la fin de mai 1991, l'Association pétrolière du Canada (APC) demanda à l'Office national de l'énergie de revoir la décision qu'elle avait prise antérieurement de prolonger la durée de la licence d'exportation d'A&S, arguant que les mesures prises par la CPUC allaient à l'encontre des

# Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska

## Les embranchements préliminaires

Comme nous l'avons mentionné dans le dernier rapport annuel et de nombreux autres rapports précédents, les autorités américaines et canadiennes ont conclu, dans la seconde moitié de 1977, qu'il serait souhaitable de construire des embranchements ouest et est, qui permettraient le transport du gaz provenant de la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, jusqu'aux marchés de l'Ouest et du Mid-West américains à partir de leur point de jonction avec la canalisation principale à Caroline (Alberta). Depuis Caroline, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary, les embranchements ouest et est s'étendent sur une distance de 2 992 km (1 858 mi). Il était prévu qu'en attendant l'achèvement de la deuxième phase du réseau, ces deux embranchements seraient utilisés pour le transport de surplus de gaz canadien vers les marchés américains. Les embranchements est et ouest sont entrés en service au début des années 80, mais les conditions du marché sont demeurées trop mauvaises pour justifier l'achèvement de la deuxième phase du réseau pour donner accès aux réserves américaines de la baie Prudhoe.

Par suite d'une reprise soutenue, vers la fin des années 80, de la demande américaine de gaz naturel, visant particulièrement les surplus toujours plus grands de gaz canadien, on a élaboré des plans prévoyant un accroissement considérable de la capacité des embranchements est et ouest tant au Canada qu'aux États-Unis. On trouvera ci-après un compte rendu des principaux développements survenus dans le cours de l'exercice financier (et, dans certains cas, de développements plus récents).

## L'embranchement ouest

### – Développements du côté américain

En octobre 1991, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) éliminait le dernier obstacle empêchant l'accroissement de la capacité des installations de la Pacific Gas Transmission Co. (PGT) afin d'augmenter de 24,7 millions de mètres cubes par jour (872 millions pi<sup>3</sup>/j) les importations de gaz canadien sur les marchés de la Californie et du Nord-Ouest des États-Unis. Cet accroissement de la capacité de l'embranchement ouest au sud de la frontière, qui était jusque-là de 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pi<sup>3</sup>/j), est réalisé en augmentant la capacité de compression et en ajoutant des mailles à la canalisation de la PGT vers la Californie et au pipe-line de raccordement que sa société-mère, la Pacific Gas and Electric Co. (PG&E), possède en Californie. En tout, cette augmentation de la capacité des canalisations de la PGT et de la PG&E se traduit par l'ajout de quelque 1 350 km (845 mi) de canalisations et l'augmentation de 57 mégawatts (76 000 chevaux vapeur) de la capacité de compression, au coût approximatif de 1,6 milliard \$ US. La mise en place des nouvelles installations était déjà fort avancée dans les derniers mois de l'exercice financier, et l'augmentation du débit de gaz est censée commencer le 1<sup>er</sup> novembre 1993.



Dans le cas de l'embranchement est, les promoteurs américains ont finalement obtenu l'approbation par la FERC, au printemps de 1992, d'un plan modifié d'expansion du réseau de la Northern Border qui entraînerait une augmentation de 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions pi<sup>3</sup>/j) des exportations de gaz canadien.

Au Canada, une action intentée en Cour fédérale par la société Altamont en juin 1991 aurait pu compromettre les projets d'expansion des embranchements est et ouest, mais cet obstacle potentiel, qui soulevait un certain nombre de questions de juridiction et d'autres questions, est disparu, quand Altamont a retiré son action en décembre 1991.

Avec l'approbation à la mi-avril 1991, par Kenneth W. Vollman, administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord, de l'Addendum 4 du rapport de conception du réseau et l'approbation subséquente par l'Office national de l'énergie de nouvelles installations associées à l'extraction de liquides du gaz naturel, la voie était ouverte pour l'augmentation proposée de la capacité de l'embranchement est du réseau au Canada par l'installation de deux nouveaux groupes compresseurs et la modification d'un troisième en Alberta. (L'APN a accordé en mai 1992 les autorisations d'ordre réglementaire nécessaires pour que le projet d'expansion de l'embranchement ouest puisse aller de l'avant, en même temps que l'Office national de l'énergie approuvait un projet parallèle d'expansion de l'Alberta Natural Gaz Co. Ltd.)

La question des achats pour le pipe-line est demeurée une pomme de discorde entre les autorités canadiennes et américaines. En plus des lettres qu'ils ont échangées à ce sujet, l'inspecteur fédéral américain, Michael J. Bayer, et le Directeur général de l'APN, Donald W. Campbell, se sont rencontrés à Ottawa au début de décembre 1991 pour des consultations mutuelles sur leurs préoccupations respectives.

L'Administration du pipe-line du Nord a, quant à elle, continué de déplorer la non-application par la partie américaine des dispositions de l'entente conclue par les deux pays en 1980 en ce qui concerne l'achat de certains articles advenant une importante augmentation de la capacité de l'embranchement ouest, et l'application limitée seulement de ces dispositions dans le cas des vannes et des raccords de grand diamètre requis pour l'accroissement plus limité de la capacité de l'embranchement est au sud de la frontière. Au nom de l'administration américaine, l'inspecteur fédéral a prétendu pour la première fois que le programme d'achat que la Foothills Pipe Lines Ltd. est censée appliquer conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* va à l'encontre des dispositions de l'Accord de libre-échange canado-américain de 1988 et de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce.

Tous ces développements survenus dans le cours de l'exercice financier paraissent cependant avoir été éclipsés par un rapport que l'inspecteur fédéral américain a remis au Président Bush au milieu de janvier 1992 et dans lequel il recommandait de mettre fin à l'entente canado-américaine de 1977 sur les pipelines ainsi qu'à l'entente auxiliaire de 1980 concernant les achats et d'abroger la loi américaine sous-jacente – l'*Alaska Natural Gas Transportation System Act* (ANGTA) de 1976. L'inspecteur fédéral en poste à ce moment-là prétendait qu'il était improbable que le réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska (ANGTS) soit construit dans les vingt prochaines années et que, de toute façon, on devrait laisser les forces du marché déterminer quels seraient les promoteurs et le tracé de tout pipe-line qui pourrait éventuellement être construit.

Dans un échange de notes ultérieur, le gouvernement canadien a fait valoir qu'appliquer la recommandation de l'inspecteur fédéral serait aller à l'encontre des obligations des États-Unis envers le Canada et le gouvernement américain a alors donné l'assurance qu'il n'avait pas l'intention d'abroger unilatéralement ses ententes bilatérales.

Dans les semaines qui suivirent, l'Administration proposa d'abolir le Bureau de l'Inspecteur fédéral et de transférer ses responsabilités au Secrétaire à l'énergie. (Au début d'avril 1992, M. Bayer offrit au Président de démissionner de son poste au milieu du mois.)

# Aperçu

L'exécution des plans visant à accroître considérablement la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska afin de permettre le transport des exportations accrues de gaz naturel canadien vers les marchés américains de l'Ouest et du Mid-Ouest a continué de progresser pendant l'exercice 1991-1992.

Cet accroissement de capacité est motivé par l'augmentation, depuis 1986, de la demande américaine de gaz naturel canadien. En 1991, la consommation américaine totale de gaz naturel a légèrement augmenté (de 2,8 p. 100) pour se chiffrer à 544 milliards de mètres cubes (19,2 billions  $\text{pi}^3$ ), mais les exportations de gaz canadien ont augmenté d'environ 16 p. 100, à 47,8 milliards de mètres cubes (1,69 billion de  $\text{pi}^3$ ). Cette augmentation fait suite à une augmentation de plus de 7 p. 100 des exportations de gaz canadien aux États-Unis l'année précédente. Par suite de cette augmentation du débit des livraisons outre-frontière, l'Office national de l'énergie a fait savoir qu'aucun des grands gazoducs canadiens n'avait de capacité importante en réserve.

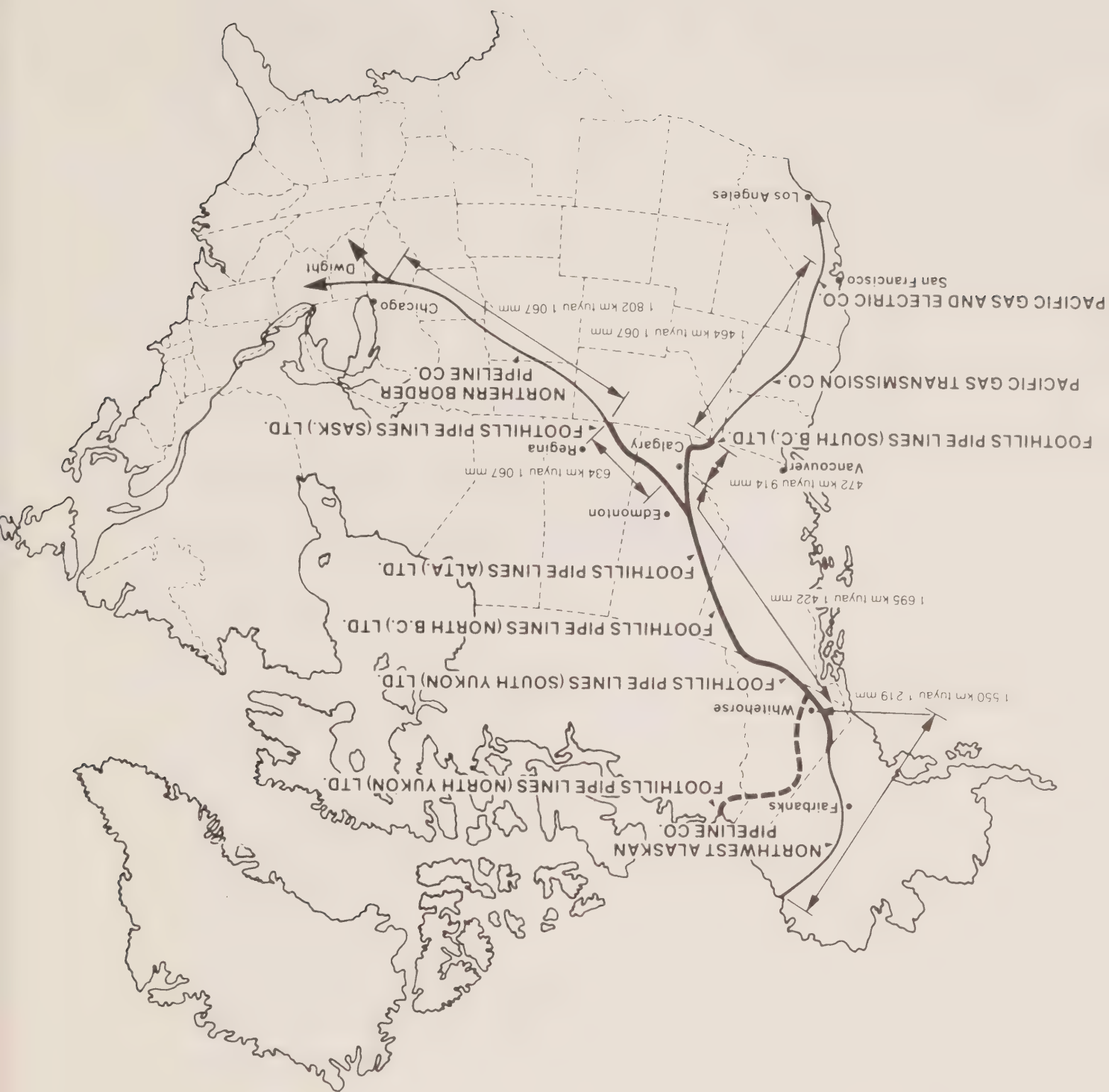
Entre-temps, cependant, divers plans visant à donner accès aux marchés aux réserves américaines de la baie Prudhoe en Alaska, aux réserves canadiennes du delta du Mackenzie et aux réserves des deux pays dans la mer de Beaufort sont restés en suspens en attendant un renforcement espéré de la demande de gaz naturel et une importante augmentation des prix du gaz.

Au sud de la frontière, le projet d'expansion majeure à partir de novembre 1993 de l'embranchement ouest pour pourvoir à une augmentation de plus de 25,9 millions de mètres cubes – 916 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$  – de la capacité prévue de livraison en Californie et dans le Nord-Ouest américain a reçu l'approbation finale de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en octobre 1991. Bien que les travaux de construction aient commencé très rapidement par la suite, et sur une grande échelle, l'augmentation proposée des exportations canadiennes de gaz en Californie, qui sous-tend le projet, a été remise en question en raison de la persistance de différends entre la California Public Utilities Commission (CPUC) et un certain nombre d'intervenants canadiens – le gouvernement fédéral et ceux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, l'Office national de l'énergie et des producteurs de gaz.

La Altamont Gas Transmission Co. (Altamont) a présenté une autre proposition consistant à construire un nouveau réseau de canalisations pour la livraison de quelque 20,8 millions de mètres cubes de gaz canadien par jour (736 millions  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) vers les marchés de l'Ouest des États-Unis, surtout en Californie. Bien qu'elle ait initialement fixé au 1<sup>er</sup> novembre 1993 la date prévue de mise en service de ce réseau, elle l'a plus tard repoussée d'un an, appréhendant un affaiblissement de la demande sur le marché du gaz en Californie. Elle était aussi confrontée à une question posée par l'Office national de l'énergie et qui consistait à savoir si le pipeline de raccordement que la société albertaine NOVA Corp. est censée construire pour la livraison de gaz canadien entre dans la sphère d'autorité du gouvernement fédéral.



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



## Table des matières

Page

<b>Aperçu</b> .....	1
<b>Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska</b> .....	3
Les embranchements préliminaires .....	3
L'embranchement ouest .....	3
— Développement du côté américain .....	3
— Le diffèrent avec la CPUC .....	4
— Développement du côté canadien .....	5
— La proposition d'Altamont .....	6
L'embranchement est .....	7
— Développement du côté américain .....	7
— Développement du côté canadien .....	7
Les réserves de gaz du delta du Mackenzie .....	8
Persistance de la controverse concernant les approvisionnements .....	9
Le projet d'annulation de l'entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line et d'abrogation de la loi américaine sous-jacente .....	10
Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc .....	12
<b>Finances, personnel et langues officielles</b> .....	14
Finances et personnel .....	14
Plan des langues officielles .....	14
<b>Appendice</b> .....	15
Rapport du Vérificateur général du Canada .....	15

### Bureau de l'Administration

M. Donald W. Campbell, directeur général,

Édifice Lester B. Pearson,

125, promenade Sussex,

Ottawa (Ontario).

K1A 0G2

Tél. : 993-7466

Fax : 998-8787




Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1992

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1992, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du pipe-line du Nord,  


Donald W. Campbell

Le très honorable Joe Clark, C.P., député,  
Président du Conseil privé de la Reine,  
ministre responsable des Affaires constitutionnelles  
et ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)



© Ministère des Approvisionnement et Services Canada 1992  
N° de cat. C88-1/1992  
ISBN 0-662-59437-1

# **RAPPORT ANNUEL**

## **1991-1992**





RAPPORT ANNUEL  
1991-1992

**ADMINISTRATION  
DU PIPE-LINE  
DU NORD**



CAI  
NP  
-ASG

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1992-1993**

**Canada**





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

## **1992-1993**





Ottawa, Ontario,  
December 31, 1993.

Dear Madam:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1993, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'R. Allen Kilpatrick', with a stylized, flowing script.

R. Allen Kilpatrick,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Honourable Anne McLellan, P.C., M.P.,  
Minister of Natural Resources Canada  
and Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview</b> .....	<b>1</b>
<b>Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project</b> .....	<b>2</b>
The Prebuild .....	2
The Western Leg .....	2
The Altamont Pipeline .....	3
The Eastern Leg .....	3
Canadian and U.S. Regulatory Developments .....	4
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	<b>5</b>
Finance and Personnel .....	5
Official Languages Plan .....	5
<b>Appendix</b> .....	<b>6</b>
Report of the Auditor General of Canada .....	6

### **Office of the Agency**

Mr. R. Allen Kilpatrick, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0G2  
Tel.: 993-7466  
Fax: 998-8787

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT





---

# Overview

---

Spurred by continuing increases in U.S. demand for Canadian gas, sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline (AHGP) on both sides of the border brought forward new plans for the further expansion and reinforcement of the system during the fiscal year 1992-1993.

During the calendar year 1992, Canadian gas exports to the United States increased by more than 20 per cent, rising from 47.8 billion cubic metres (1.7 trillion cubic feet – tcf) to 58.02 billion cubic metres (2.1 tcf). This followed an increase in exports in 1991 of some 16 per cent. During the year, there was also a significant strengthening of natural gas prices as supply came into closer balance with demand.

The most substantial expansion was proposed by the Pacific Gas Transmission Co. (PGT), one of the sponsors of what is known in the United States as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), which announced plans to increase its capacity to deliver Canadian gas to California and the Pacific Northwest by some 8.5 million cubic metres a day (300 million cubic feet a day – mmcf/d). The announcement of its intention preceded by several months the completion of an expansion already under way to enlarge the capacity of the interstate PGT system and the intrastate system in California of its parent company, Pacific Gas and Electric Co. (PG&E), to enable it to transport an additional 24.7 million cubic metres a day (872 mmcf/d), on an annual average basis, of Canadian gas to the western states.

The Canadian sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, Foothills Pipe Lines Ltd., also brought forward plans for installation of a new compressor unit on the Eastern Leg of the pre-built system to provide back-up capacity in order to enable the system to continue operating close to its maximum at times when other compressors are closed down for maintenance or repairs.

Having resolved environmental concerns raised in connection with the approval by the National Energy Board (NEB) in 1989 of the export of 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of natural gas from the Mackenzie Delta over a 20-year period beginning in 1996 by Esso, Gulf and Shell, the federal government authorized the Board in March, 1993, to issue licences for the proposed exports. As in the case of the proposed second-stage construction of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to natural gas reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska, plans for pushing forward with development of the Mackenzie Delta project remained on hold as a result of a prevailing view that market conditions were unlikely to be economically favourable for development of either Canadian or U.S. Arctic reserves at least before the turn of the century.

---

# Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

## The Prebuild

### The Western Leg

As noted in the previous section and described in some detail in the NPA's last annual report, work proceeded in both Canada and the United States during 1992-93 to more than triple the capacity of the Western Leg of the AHGP. Through the installation of additional pipe and compression, the volume of Canadian gas that can be transported through the system for delivery to California and the Pacific Northwest was in the process of being increased to match the expanded capacity on the PGT system as of the beginning of November, 1993. In South B.C., the expansion of the delivery system was being undertaken jointly by Foothills Pipe Lines Ltd., Canadian sponsor of the AHGP, and by the Alberta Natural Gas Co. (ANG). In May, 1992, the NPA's Designated Officer approved an addendum to the System Design Report authorizing Foothills to proceed with expansion of the pipeline and the National Energy Board approved the associated increase in compression proposed by ANG. During the year, Foothills undertook preparations for linking together its four existing loops on the ANG system. In early March, 1993, the Alberta Energy Resources Conservation Board brought down an interim decision approving the additional compression and pipeline loops planned by NOVA to enable it to deliver to the Alberta-B.C. border the additional volumes of gas required for export to the United States.

In February, 1993 – several months before this major expansion of the Western Leg was due for completion – Stephen Reynolds, President of PGT, disclosed the intention of his company to further increase the capacity of the system by another 8.5 million cubic metres daily (300 mmcf/d). (In August, 1993, PGT submitted an application to the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) for a permit to undertake the proposed expansion, which is being undertaken to enable PGT to increase deliveries of Canadian gas to the Pacific Northwest, northeastern California and Nevada as of November, 1995. In its application, PGT stated that about one-third of the additional gas would be delivered at Malin, Oregon, to a new pipeline to be built by Tuscarora Gas Transmission Co. for onward transmission to the northeast corner of California and to Reno, Nevada. Tuscarora is to be built by a partnership made up of TransCanada PipeLines Ltd., Canada's largest pipeline system, and Sierra Pacific Resources. In its application to FERC, PGT said the proposed new expansion "is inextricably related to, and dependent upon, PGT's 1993 Pipeline Expansion Project facilities currently under construction." In October, 1993, ANG applied to the National Energy Board for authority to add two new compressor units in order to expand the capacity of its own system by up to 10.25 million cubic metres a day (362 tcf) to meet increased demand from PGT and from a B.C. utility.)



## **The Altamont Pipeline**

In July, 1991, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) filed an application with the National Energy Board for authority to install a 300-metre section of pipe at the Alberta-U.S. border. This short section was being proposed to link together a 217 km (135 mi) line to be built by NOVA from Princess, Alberta, (a change from the original departure point proposed at Empress) for delivery of 20.8 million cubic metres a day (736 mmcf/d) of Alberta gas with a 1 000 km (620 mi) line to be built south of the border by Altamont Gas Transmission Co. to connect with the Kern River Gas Transmission system at Opal, Wyoming, for subsequent transmission of the gas to California. In its application to the NEB, Altamont Canada represented the proposed Altamont system as one that was in competition with the proposed expansion in exports through the Western Leg by PGT/PG&E.

In April, 1992, the NEB announced that before examining the merits of the Altamont application it intended to consider a preliminary question of jurisdiction – namely, whether the proposed Altamont Canada facilities were part of a larger extraprovincial work that included the proposed line to be built by NOVA, which would be subject to federal jurisdiction and regulation by the NEB.

In its Reasons for Decision issued in February, 1993, following a written review of the issue, the NEB concluded that the NOVA line was subject to federal jurisdiction because, together with the proposed Altamont Canada line, “it is one work connecting the Province of Alberta to the United States of America.” While the Board noted that Altamont Canada was free to file a new application with the Board that included the Alberta line, the company’s initial response was to file an appeal against the NEB decision in the Federal Court. (In late April, 1993, however, it was disclosed in a press release issued by NOVA that Altamont had withdrawn its application to the Federal Court and it was announced that NOVA and the Altamont Gas Transmission Co. had signed a letter of understanding. The press release stated that “under the terms of the letter, NOVA or an affiliate will make all necessary regulatory filings and pursue approvals on the Canadian portion of the pipeline project.” The statement added that NOVA would work closely with Altamont in connection with the construction, ownership and operation of the Canadian line and with regard to all future submissions to Canadian and U.S. regulatory authorities.)

## **The Eastern Leg**

In late 1992, Foothills brought into service two new compressor stations on the Eastern Leg in Alberta, modified an existing station, and added a partial third train to the decompression-recompression facilities at Empress associated with the extraction of natural gas liquids. As a result, the throughput capacity of the Eastern Leg in Alberta was increased from 42.41 million cubic metres a day (1.5 billion cubic feet – bcf/d) to 58.76 million cubic metres daily (2.07 bcf/d). With minor modifications to existing compressor units in Saskatchewan, capacity on the Eastern Leg in that province was increased from 35.14 million cubic metres a day (1.23 bcf/d) to 41.93 million cubic metres a day (1.48 bcf/d).

In December, 1992, Foothills sought the approval of the Designated Officer, Roy Illing, for a proposed Addendum 6 to the System Design Report, which would authorize the company to install a second compressor at Station 394 near Monchy, Saskatchewan. In its application, Foothills said that initially the primary role of the new compressor unit would be to provide back-up service in the event of a shut-down of either the existing unit at Station 394 or of other upstream compressor units on the Saskatchewan segment of the system either as a result of a breakdown or for regular servicing. The company pointed out that this existing unit at Station 394 was the most critical on that part of the Eastern Leg, in part because it provides the increased pressure required for delivery of Canadian gas to Northern Border, which is the sponsor of the Eastern Leg in the United States. Foothills anticipated that by 1995 it was probable there would be a significant increase in demand for Canadian gas deliveries for export via Northern Border, at which time the proposed new compressor unit would be utilized to expand throughput capacity of the system in Saskatchewan. In late January, 1993, Mr. Illing approved the Addendum authorizing installation of the new compressor unit, which is planned to be in service by September, 1994.

## Canadian and U.S. Regulatory Developments

There were a number of changes on the regulatory front on both sides of the border during the fiscal year. As noted in the previous annual report, legislation enacted by Congress in the latter part of 1992 had the effect of winding up the Office of the Federal Inspector, counterpart of the Northern Pipeline Agency, and transferring its responsibilities to the Secretary of Energy. While that function briefly was undertaken by the incumbent of that office in the Bush Administration, Admiral James D. Watkins, the election in November, 1992, of a new Administration under President Bill Clinton led to the nomination of the Hon. Hazel O'Leary as the new Secretary of Energy, an appointment that was confirmed by the Senate on January 21, 1993. Mrs. O'Leary has extensive experience in many facets of the energy industry, most recently as Executive Vice-President of Northern States Power Company.

In Canada, Roy Illing, a Member of the National Energy Board, was appointed Administrator and Designated Officer of the Northern Pipeline Agency in October, 1992, succeeding Kenneth Vollman. (In mid-April, 1993, R. Allen Kilpatrick was appointed Commissioner of the Northern Pipeline Agency, succeeding Donald W. Campbell, who became Canada's Ambassador to Japan. Some months earlier, Mr. Kilpatrick, formerly Deputy Minister of Western Economic Diversification Canada, replaced Mr. Campbell in his other role of Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs.) The Rt. Hon. Joe Clark, President of the Privy Council, continued to be the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency during the fiscal year.

During 1992-93, the major focus of the Northern Pipeline Agency was on carrying out its regulatory responsibilities in connection with the expansion by Foothills of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in South B.C. and in considering the further addendum to the System Design Report proposed by the company to install a new back-up compressor unit at Station 394 on the Eastern Leg in Saskatchewan. As has been the case for some years, the Agency continued to rely heavily on the staff of the National Energy Board for the provision on a contractual basis of technical information and advice, together with administrative support services. The Board is reimbursed for all of these services by the Agency, the costs of which are in turn recovered from Foothills.



---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

## Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1993, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1992-93 provided \$469,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$195,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, \$205,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which \$117,000 related to prior year costs. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

## Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

**AUDITOR'S REPORT**

To the Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency

I have audited the statement of net recoverable expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1993. This financial statement is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial statement based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statement is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, this financial statement presents fairly, in all material respects, the net recoverable expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1993 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, FCA  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
November 19, 1993

# NORTHERN PIPELINE AGENCY

## Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts

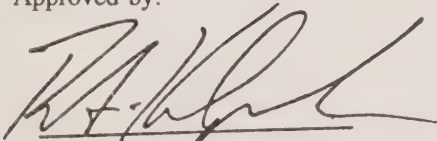
for the year ended March 31, 1993

	<u>1992-93</u>	<u>1991-92</u>
<u>Expenditure</u>		
Professional and special service	\$ 98,470	\$ 79,972
Salaries and employee benefits	61,513	67,600
Rentals and office accommodation	21,258	19,905
Information	8,414	3,725
Travel and communications	4,467	2,445
Material, supplies and maintenance	942	1,685
Office equipment	<u>-</u>	<u>3,942</u>
Expenditure funded by parliamentary appropriations	195,064	179,274
Less: Non-recoverable portion of employee benefits	<u>(345)</u>	<u>(6,324)</u>
Net recoverable expenditure (Note 3)	<u>\$194,719</u>	<u>\$172,950</u>

### Receipts

Recovery of net recoverable expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 3)	\$204,901	\$156,327
Easement fees (Note 4)	<u>30,400</u>	<u>30,400</u>
	<u>\$235,301</u>	<u>\$186,727</u>

Approved by:

  
Commissioner

  
Senior Financial Officer

## **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

### **Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts**

for the year ended March 31, 1993

#### **1. Authority and objective**

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditure is funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

On May 1, 1982, the United States sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties scaled down their activities.

#### **2. Accounting policies**

##### **Expenditure**

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes costs incurred on behalf of the Agency by government departments.

##### **Receipts**

Receipts are recorded on a cash basis.

##### **Employee contingency plan**

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.



## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts

for the year ended March 31, 1993

#### 3. Account with Foothills Pipe Lines Ltd.

	<u>1992-93</u>	<u>1991-92</u>
Net recoverable expenditure	<u>\$194,719</u>	<u>\$172,950</u>
Less: Current year recovery	(204,901)	(156,327)
Less: Current year recovery applicable to prior year	<u>116,687</u>	<u>100,064</u>
	<u>(88,214)</u>	<u>(56,263)</u>
Balance recoverable at year-end	<u>\$106,505</u>	<u>\$116,687</u>

Recovery of expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. is based on quarterly billings.

#### 4. Liability to the Government of the Yukon Territory

The Agency owes an amount of \$11,224 to the Government of the Yukon Territory which pertains to the Government's share of the easement fee collected from Foothills Pipe Lines Ltd. since the 1989-90 fiscal year.

#### 5. Related party transactions

The expenditure includes \$100,998 (1991-92 \$76,781) for the cost of services by other federal government departments and agencies. Professional and special services and office accommodation represent the main services provided by the related parties.





# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice terminé le 31 mars 1993

## 3. Compte avec la Foothills Pipe Lines Ltd.

	1992-1993	1991-1992
Dépenses remboursables nettes	\$ 194 719	\$ 172 950
Moins: recouvrement de l'exercice	(204 901)	(156 327)
moins: recouvrement de l'exercice attribuable aux dépenses de l'exercice précédent	116 687	100 064
	(88 214)	(56 263)
Solde remboursable à la fin de l'exercice	\$ 106 505	\$ 116 687

Le recouvrement des dépenses auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

## 4. Somme due au gouvernement du Yukon

L'Administration doit une somme de 11 224 \$ au gouvernement du Yukon, ce qui représente la part du gouvernement des droits de servitude perçus de la société Foothills Pipe Lines Ltd. depuis l'exercice 1989-1990.

## 5. Opérations entre apparentés

Les dépenses incluent 100 998 \$ (1991-1992 76 781 \$) le coût des services fournis par les autres ministères et organismes du gouvernement fédéral. Les services professionnels et spéciaux ainsi que la fourniture de locaux représentent les principaux services fournis par les apparentés.



## ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice terminé le 31 mars 1993

### 1. Pouvoirs et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord. L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires. Cependant, en vertu de sa Loi constitutive et du Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie, l'Administration doit recouvrer ses dépenses annuelles d'exploitation auprès des sociétés qui détiennent les certificats de commodité et nécessité publiques émis par l'Administration. Actuellement, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont versées au Trésor et l'Administration ne peut s'en servir.

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants avaient réduit leurs activités.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, exception faite des coûts relatifs aux régimes de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux dépenses de l'exercice au cours duquel ils sont payés. Les immobilisations acquises sont imputées aux dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement.

#### Recettes

Les recettes sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse.

#### Régime de prévoyance des employés

Les employés des niveaux supérieurs ainsi que certains employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit, lors de leur départ, à une indemnité de 13% de leur salaire brut gagné au cours de la période d'emploi.

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses remboursables nettes et des recettes  
pour l'exercice terminé le 31 mars 1993

1992-1993 1991-1992

## Dépenses

Services professionnels et spéciaux	98 470 \$	79 972 \$
Traitements et prestations aux employés	61 513	67 600
Location de matériel et de locaux	21 258	19 905
Information	8 414	3 725
Transport et communications	4 467	2 445
Fournitures, approvisionnements et entretien	942	1 685
Matériel de bureau	-	3 942

Total des dépenses financées par  
crédits parlementaires

195 064 179 274

Moins: Partie non remboursable des  
prestations aux employés

(345) (6 324)

Dépenses remboursables nettes (note 3)

194 719 \$ 172 950 \$

## Recettes

Recouvrement des dépenses remboursables nettes  
auprès de Foothills Pipe Lines Ltd. (note 3)  
Droits de servitude (note 4)

204 901 \$ 156 327 \$  
30 400 30 400  
235 301 \$ 186 727 \$

Approuvé par:

Le directeur général

L'agent financier supérieur



VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre responsable de  
l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1993. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'état financier. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans l'état financier. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble de l'état financier.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses remboursables nettes et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1993 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada,

D. Larry Meyers, FCA  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 19 novembre 1993

---

# Finances, personnel et langues officielles

---

## Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1993.

En 1992-1993, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 469 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 195 000 \$. À la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit des renseignements et des conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 205 000 \$ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont 117 000 \$ pour des dépenses de l'année précédente. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Toutes les sommes recouvrées ont été créditées au Trésor du Canada.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Edifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.



l'embranchement est aux États-Unis. La Foothills prévoyait que, d'ici 1995, il y aurait probablement une augmentation importante de la demande de livraisons de gaz canadien pour fins d'exportation via Northern Border, à quel moment le nouveau compresseur proposé serait utilisé pour augmenter le débit du réseau en Saskatchewan. À la fin de janvier 1993, M. Illing a approuvé l'Addendum, autorisant l'installation du nouveau compresseur, qui doit être mis en service d'ici septembre 1994.

## **Développements sur le plan de la réglementation au Canada et aux États-Unis**

Un certain nombre de changements se sont produits sur le plan de la réglementation des deux côtés de la frontière pendant l'année financière. Comme nous le mentionnons dans le rapport annuel précédent, une loi adoptée par le Congrès américain à la fin de 1992 a aboli le Bureau de l'inspecteur fédéral, homologue de l'Administration du pipe-line du Nord, transférant ses responsabilités au Secrétaire de l'énergie. Bien que cette fonction ait été brièvement assumée par le titulaire de cette charge sous l'administration Bush, soit l'amiral James D. Watkins, l'élection en novembre 1992 d'une nouvelle administration sous la présidence de Bill Clinton a donné lieu à la nomination de l'honorable Hazel O'Leary à titre de nouvelle Secrétaire de l'énergie, nomination qui a été confirmée par le Sénat le 21 janvier 1993. Mme O'Leary possède une vaste expérience de nombreux aspects de l'industrie énergétique, et elle était vice-présidente exécutive de la Northern States Power Co. avant sa nomination.

Au Canada, Roy Illing, membre de l'Office national de l'énergie, a été nommé administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord en octobre 1992, succédant à Kenneth Vollman. (À la mi-avril 1993, R. Allen Kilpatrick a été nommé directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, succédant à Donald W. Campbell, qui est devenu l'ambassadeur du Canada au Japon. (Quelques mois auparavant, M. Kilpatrick, anciennement sous-ministre de la Diversification de l'Économie de l'Ouest canadien, a remplacé M. Campbell dans son autre rôle en tant que sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire d'état associé aux affaires extérieures.) Le très honorable Joe Clark, président du Conseil privé, est demeuré le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord pendant l'exercice financier.

En 1992-1993, l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord a surtout été retenue par l'exécution de ses responsabilités de réglementation relativement à l'expansion par la Foothills de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique et l'examen du nouvel addendum au rapport de conception du réseau proposé par la société en vue d'installer un nouveau groupe compresseur d'appoint à la station 394 sur l'embranchement en Saskatchewan. Comme c'est le cas depuis quelques années, l'Administration a continué de compter énormément sur le personnel de l'Office national de l'énergie pour qu'il lui fournisse, à titre contractuel, l'information et les conseils techniques de même que les services de soutien administratif dont elle a besoin. Les coûts de tous les services ainsi fournis par l'ONE lui sont remboursés par l'APN, qui en recouvre les frais auprès de la Foothills.

de près de 10,25 millions de mètres cubes par jour (362 billions  $\text{pi}^3$ ), de façon à répondre à la demande accrue de la PGT et d'une société de service public de la Colombie-Britannique.

## Le pipe-line d'Altamont

En juillet 1991, la Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) a demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'installer une canalisation de 300 mètres à la frontière entre l'Alberta et les États-Unis. Cette petite canalisation devait servir à raccorder un pipe-line de 217 km (135 mi) que NOVA devait construire à Princess (Alberta) (le point de départ proposé à l'origine était Empress) pour la livraison de 20,8 millions de mètres cubes par jour (736 millions  $\text{pi}^3$ ) de gaz albertain, à un pipe-line de 1 000 km (620 mi) que la Altamont Gas Transmission Co. devait construire au sud de la frontière et relier au réseau existant de la Kern River Gas Transmission Co. à Opal, au Wyoming, pour la transmission du gaz en Californie. Dans la requête qu'elle a présentée à l'ONE, Altamont Canada a affirmé que le système proposé faisait concurrence à l'expansion des exportations via l'embranchement ouest proposée par la PGT/PG&E.

En avril 1992, l'ONE annonça son intention, avant d'examiner les mérites de la requête d'Altamont, de se pencher sur une question préliminaire de juridiction, à savoir si les installations proposées d'Altamont Canada faisaient partie d'un ouvrage extra-provincial plus vaste comprenant le pipe-line que NOVA proposait de construire, qui serait assujéti à la juridiction fédérale et à la réglementation de l'ONE.

Dans ses motifs de décision rendus en février 1993 et faisant suite à un examen écrit de la question, l'ONE a conclu que le pipe-line de NOVA relevait de la sphère d'autorité fédérale parce qu'il formait, avec le pipe-line proposé d'Altamont Canada, un ouvrage reliant la province de l'Alberta au États-Unis d'Amérique. Quoique l'Office ait noté qu'Altamont Canada était libre de lui présenter une nouvelle requête incluant le pipe-line albertain, la réaction initiale de la société a été d'interjeter appel de la décision de l'ONE devant la Cour fédérale. (À la fin d'avril 1993, cependant, NOVA a divulgué dans un communiqué de presse qu'Altamont avait retiré son action et que NOVA et la Altamont Gas Transmission Co. avaient signé une lettre d'entente. Le communiqué de presse disait que, selon les termes de la lettre, NOVA ou une société affiliée produirait toutes les pièces et demanderait toutes les autorisations requises pour la portion canadienne du projet. Il ajoutait que NOVA travaillerait en collaboration étroite avec Altamont en ce qui concerne la construction, la propriété et l'exploitation du pipe-line canadien et toutes les requêtes subséquentes aux autorités de réglementation canadiennes et américaines.

## L'embranchement est

À la fin de 1992, la Foothills a mis en service deux nouvelles stations de compression sur l'embranchement est en Alberta, elle a modifié une station existante, et elle a ajouté un troisième train partiel requis relativement aux installations de décompression-recression associées à l'usine d'extraction de liquides du gaz naturel d'Empress. Le débit de l'embranchement est en Alberta est ainsi passé de 42,41 millions de mètres cubes par jour (1,5 milliards de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) à 58,76 millions de mètres cubes par jour (2,07 milliards de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ). Des modifications mineures aux groupes compresseurs existants en Saskatchewan ont permis de faire passer la capacité de l'embranchement est dans cette province de 35,14 millions de mètres cubes par jour (1,23 milliards  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) à 41,93 millions de mètres cubes par jour (1,48 milliards de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ).

En décembre 1992, la Foothills a demandé au fonctionnaire désigné, Roy Illing, d'autoriser un Addendum 6 proposé du rapport de conception du réseau, qui permettrait à la société d'installer un deuxième compresseur à la station 394 près de Monchy (Saskatchewan). Dans sa requête, la Foothills a affirmé qu'au début, le nouveau compresseur servirait essentiellement à fournir un service d'appoint au cas où le groupe existant à la station 394 ou les autres groupes compresseurs en amont sur le tronçon saskatchewanais du réseau devaient être fermés pour fins de réparation ou d'entretien. La société a signalé que ce compresseur existant à la station 394 était le plus important de ce tronçon de l'embranchement est, en partie parce qu'il fournissait la pression accrue nécessaire à la livraison du gaz canadien à Northern Border, qui est le promoteur de



# Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska

## Les embranchements préliminaires

### L'embranchement ouest

Comme nous l'avons mentionné dans la partie précédente et décrit en quelque détail dans notre dernier rapport annuel, en 1992-1993, le travail s'est poursuivi, tant au Canada qu'aux États-Unis, en vue de plus que tripler la capacité de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska. Grâce à l'ajout de canalisations et à l'augmentation de la capacité de compression de l'embranchement, on a commencé à augmenter le volume de gaz canadien pouvant être transporté par le réseau pour être livré en Californie et dans le nord-ouest des États-Unis de façon qu'il corresponde à la capacité accrue du réseau de la PGT dès le début de novembre 1993. Dans le sud de la Colombie-Britannique, l'expansion du réseau a été entreprise conjointement par la Foothills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien du gazoduc de la route de l'Alberta, et la Alberta Natural Gas Co. (ANG). En mai 1992, le fonctionnaire désigné de l'APN a approuvé un addendum du rapport de conception du réseau, autorisant ainsi la Foothills à procéder à l'expansion du pipeline, et l'Office national de l'énergie a approuvé l'augmentation connexe de la capacité de compression proposée par la ANG. Pendant l'année, la Foothills a entamé des préparatifs en vue de relier ses quatre mailles existantes sur le réseau de la ANG. Au début de mars 1993, la Alberta Energy Resources Conservation Board a rendu une décision provisoire par laquelle elle approuvait l'augmentation de compression et l'ajout de mailles prévus par NOVA pour lui permettre de livrer à la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique les volumes additionnels de gaz requis pour fins d'exportation aux États-Unis.

En février 1993 – plusieurs mois avant que cette expansion majeure de l'embranchement ouest devait être terminée – Stephen Reynolds, président de la PGT, a révélé que sa société avait l'intention d'augmenter la capacité du réseau d'un autre 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions pi<sup>3</sup>/j). (En août 1993, la PGT a demandé à la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) l'autorisation d'entreprendre l'expansion proposée afin d'augmenter ses livraisons de gaz canadien au nord-ouest des États-Unis, au nord-est de la Californie et au Nevada à compter de novembre 1995. Dans sa requête, la PGT a affirmé que le tiers environ du gaz supplémentaire serait livré à Malin, dans l'Oregon, à un nouveau pipeline qui serait construit par la Tuscara Gas Transmission Co., pour être retrasmis au nord-est de la Californie et à Reno, au Nevada. Le pipeline de la Tuscara doit être construit en partenariat par TransCanada Pipelines Ltd., le réseau de pipelines le plus important du Canada, et Sierra Pacific Resources. Dans sa requête, la PGT a indiqué que la nouvelle expansion proposée «est inextricablement liée et assujétie aux installations que construit actuellement la PGT dans le cadre de son projet d'expansion des pipelines pour 1993». En octobre 1993, la ANG a demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'ajouter deux nouveaux groupes compresseurs afin d'augmenter la capacité de son propre réseau

# Aperçu

L'augmentation continue de la demande américaine de gaz canadien a porté les promoteurs du gazoduc de la route de l'Alaska des deux côtés de la frontière à présenter de nouveaux plans en vue de l'expansion et du renforcement du réseau au cours de l'exercice 1992-1993.

Pendant l'année civile 1992, les exportations de gaz canadien aux États-Unis ont augmenté de plus de 20 pour cent, passant de 47,8 milliards de mètres cubes (1,7 billions pi<sup>3</sup>) à 58,02 milliards de mètres cubes (2,1 billions pi<sup>3</sup>). Cette augmentation fait suite à une augmentation de quelque 16 pour cent des exportations en 1991. Il y a aussi eu une hausse importante des prix du gaz naturel pendant l'année, la demande ayant augmenté de pair avec les approvisionnements.

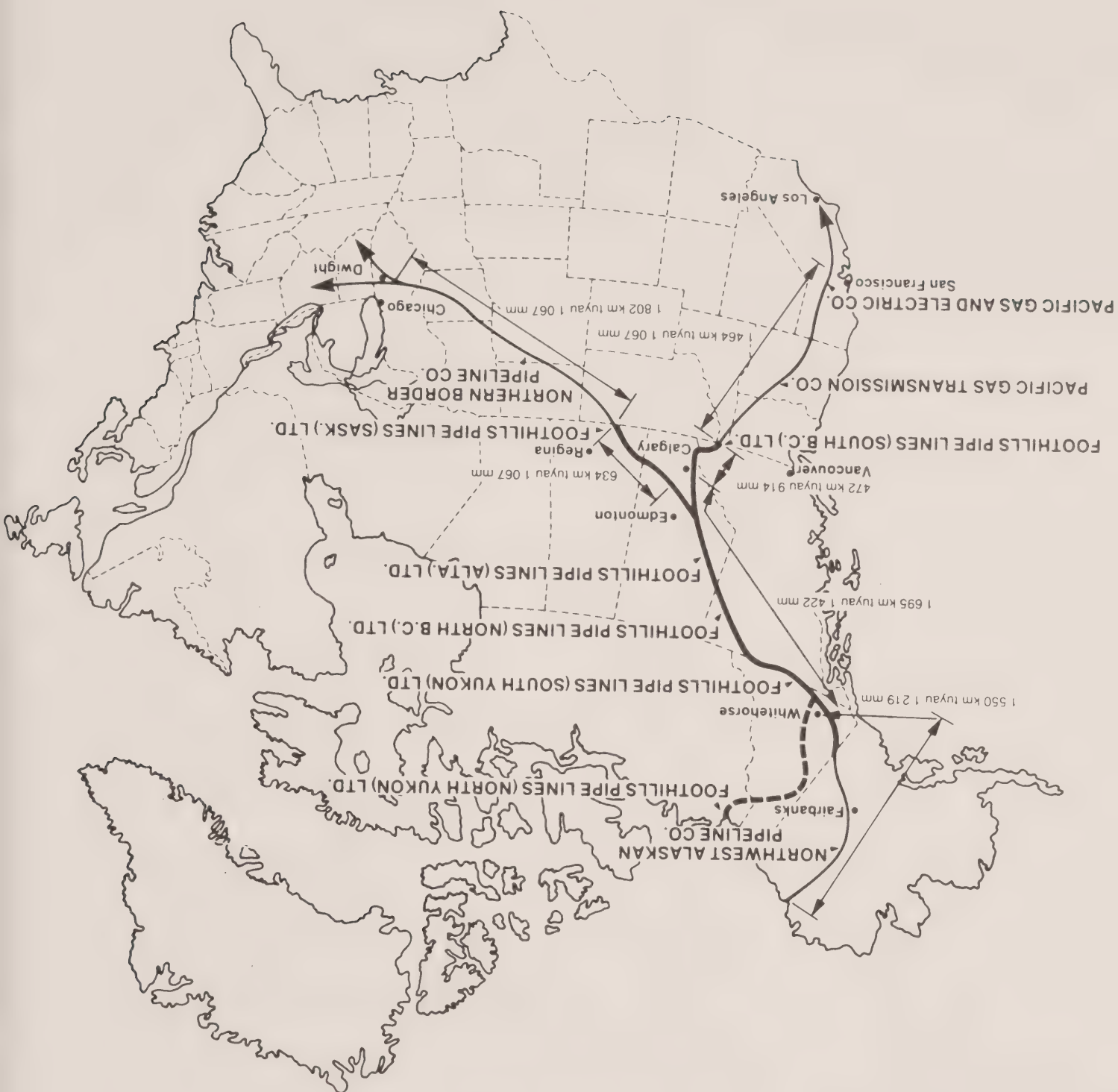
L'expansion la plus substantielle a été proposée par la Pacific Gas Transmission Co. (PGT), l'un des promoteurs de ce qui est connu aux États-Unis sous le nom d'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), qui a annoncé des plans en vue d'augmenter sa capacité de livraison de gaz canadien en Californie et dans le nord-ouest des États-Unis de quelque 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pieds cubes par jour). L'annonce de ces plans précédait de plusieurs mois l'achèvement d'un projet d'expansion destiné à augmenter la capacité du réseau interétatique de la PGT et du réseau que sa société-mère, la Pacific Gas and Electric Co. (PG&E), possède en Californie, de façon à permettre le transport de 24,7 millions de mètres cubes de plus par jour (872 millions pi<sup>3</sup>/j), sur une base annuelle moyenne, de gaz canadien vers les États de l'Ouest.

Le promoteur canadien du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada, la Foothills Pipe Lines Ltd., a également présenté des plans en vue de l'installation sur l'embranchement est du réseau d'un nouveau compresseur qui fournirait une capacité d'appoint, permettant au réseau de continuer de fonctionner non loin de sa capacité maximale lorsque les autres compresseurs sont fermés pour fins de réparation ou d'entretien.

Ayant réglé les questions environnementales soulevées par l'approbation, en 1989, par l'Office national de l'énergie (ONE) de l'exportation de 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi<sup>3</sup>) de gaz naturel du delta du Mackenzie sur une période de vingt ans commençant en 1996 par Esso, Gulf et Shell, le gouvernement fédéral a autorisé l'Office, en mars 1993, à délivrer des licences pour les exportations proposées. Comme cela a été le cas pour la deuxième phase proposée du gazoduc de la route de l'Alaska, qui aurait donné accès aux réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska, les plans visant à donner suite au projet du delta du Mackenzie sont restés en suspens à cause du sentiment général voulant que les conditions du marché ne seraient probablement pas favorables à l'exploitation des réserves canadiennes ou américaines dans l'Arctique avant au moins le début du siècle.



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



# Table des matières

Page

<b>Aperçu</b>	1
<b>Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska</b>	2
Les embranchements préliminaires	2
L'embranchement ouest	2
Le pipe-line d'Altamont	3
L'embranchement est	3
Développements sur le plan de la réglementation au Canada et aux États-Unis	4
<b>Finances, personnel et langues officielles</b>	5
Finances et personnel	5
Plan des langues officielles	5
<b>Appendice</b>	6
Rapport du Vérificateur général du Canada	6

**Bureau de l'Administration**  
M. R. Allen Kilpatrick, directeur général,  
Edifice Lester B. Pearson,  
125, promenade Sussex,  
Ottawa (Ontario).  
K1A 0G2  
Tél. : 993-7466  
Fax : 998-8787



Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1993

Madame la Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1993, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période.

Je vous prie d'agréer, Madame la Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du pipe-line du Nord,



R. Allen Kilpatrick

L'honorable Anne McLellan, C.P., député,  
Ministre des Ressources naturelles du Canada  
et Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)



© Ministère des Approvisionnement et Services Canada 1993  
N° de cat. C88-1/1993  
ISBN 0-662-60279-X

# **RAPPORT ANNUEL**

## **1992-1993**





**RAPPORT ANNUEL  
1992-1993**

**ADMINISTRATION  
DU PIPE-LINE  
DU NORD**



CAI  
NP  
- ASG

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

**ANNUAL REPORT  
1993-1994**

Canada





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

## **1993-1994**



© Minister of Supply and Services Canada 1995

Cat. No. C88-1/1994

ISBN 0-662-61569-7



Ottawa, Ontario,  
December 31, 1994.

Dear Madam:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1994, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'R. Allen Kilpatrick', with a stylized, sweeping flourish at the end.

R. Allen Kilpatrick,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Honourable A. Anne McLellan, P.C., M.P.,  
Minister of Natural Resources Canada,  
and Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

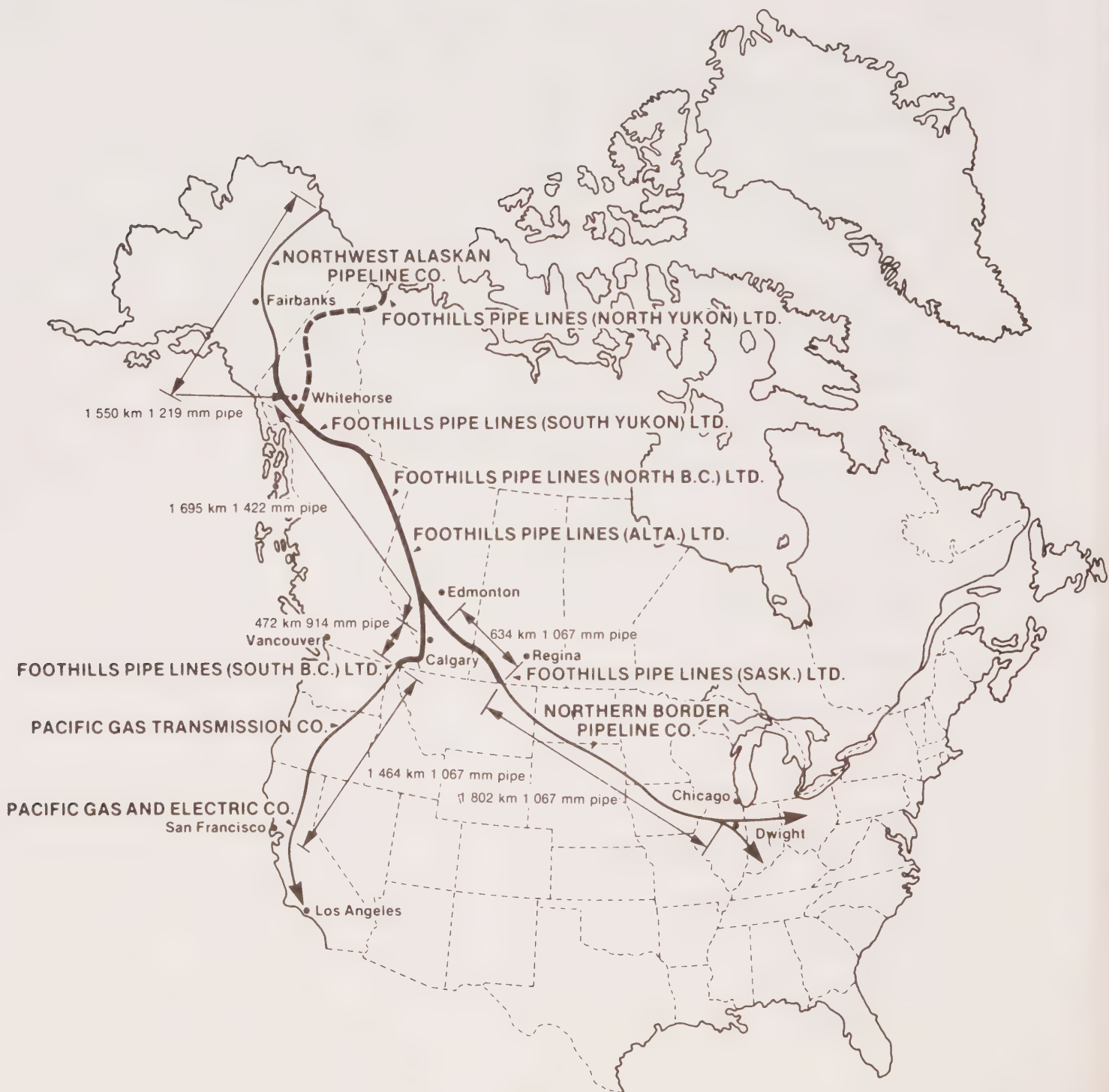
	Page
<b>Overview</b> .....	<b>1</b>
<b>Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project</b> .....	<b>2</b>
The Prebuild .....	2
The Western Leg .....	2
The Eastern Leg .....	2
Revision of Prebuild Regulatory Requirements .....	3
Wild Horse Pipeline Project .....	3
Foothills' Tolls .....	4
Foothills' Revised Corporate Status .....	4
The Northern Pipeline Agency .....	5
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	<b>6</b>
Finance and Personnel .....	6
Official Languages Plan .....	6
<b>Appendix</b> .....	<b>7</b>
Report of the Auditor General of Canada .....	7

### Office of the Agency

Mr. R. Allen Kilpatrick, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0G2  
Tel.: 993-7466  
Fax: 998-8787

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT





---

# Overview

---

The fiscal year 1993-1994 marked the coming into service of a major expansion in the capacity of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in South B.C. and continuing work on the installation of a new compressor unit to increase the security of the Eastern Leg.

Although the volume of Canadian natural gas exported to the United States continued its long upsurge, rising by more than 8.5 per cent in 1993 to a total of some 63 billion cubic metres (2.2 trillion cubic feet – Tcf), demand pressures were more moderate in areas served by the two pipeline legs in the western and mid-western United States.\*

As of November, 1993, the throughput capacity on the Western Leg on both sides of the border was increased by some 24.7 million cubic metres a day (872 million cubic feet – MMcf/d) as a result of major additions to pipelines and compression facilities. Subsequent plans to further increase capacity by an additional 8.5 million cubic metres daily (300 MMcf/d) commencing in 1995 were put on hold, however, when it became apparent that prospective market demand for Canadian gas could be supplied by realigning available capacity in the existing pipeline system.

On the Eastern Leg, Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, continued work on the installation of a back-up compressor unit at Station 394 near Monchy, Saskatchewan (which came into service in August, 1994).

There was no change during the fiscal year in the status of the proposed second-stage development of the project to extend the existing system to Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska, which continued to remain on hold due to adverse market conditions.

---

\* National Energy Board, 1993 Annual Report.

---

# Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

## The Prebuild

### The Western Leg

As indicated in the last Annual Report, Pacific Gas Transmission (PGT) in the United States and the Alberta Natural Gas Co. (ANG) in South B.C. applied to their respective regulatory authorities in the latter part of 1993 for permission to increase further their throughput capacity by some 8.5 million cubic metres daily (300 MMcf/d) as of November, 1995. (This proposed expansion was in addition to the increase in throughput capacity of some 24.7 million cubic metres a day (872 MMcf/d) placed in service on November 1, 1993.) While ANG proposed to provide this additional capacity in part through the installation of more compressor units, it was anticipated that it would also utilize available capacity on the expanded line of Foothills Pipe Lines Ltd. (Canadian sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline Project) in South B.C., which is physically integrated with the ANG system.

The proposed project encountered stiff resistance from a number of sources. In a letter to the National Energy Board (NEB) in November, 1993, the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) contended that changed market conditions in the western United States, together with the potential for capacity assignments on the already expanded system, raised serious doubt as to whether further investment in increased throughput capacity was required.

In mid-March, the NEB announced that it had decided to postpone until May a public hearing on the ANG application previously scheduled to be held in the latter part of March "in light of continuing efforts aimed at realigning capacity on the ANG system." (Toward the end of April, ANG announced that it was withdrawing its application because "sufficient arrangements have been made which obviate the need for any new ANG facilities to accommodate the Company's contracted requirements of the 1995 expansion shippers.")

### The Eastern Leg

As outlined in previous annual reports, Foothills installed three new compressor stations between 1990 and 1992 on the Eastern Leg – one in Saskatchewan and two in Alberta – to increase the reliability of the system and to meet increased demand for throughput capacity. In January, 1993, the Administrator and Designated Officer of the Northern Pipeline Agency approved an addendum to the System Design Report allowing Foothills to proceed with the installation of a new security compressor unit at Station 394 near Monchy, Saskatchewan, close to the U.S. border.

The new compressor unit is intended to provide back-up capability in the event of a shutdown of other compressors on the Eastern Leg either because of equipment failure or for regular

servicing. During the 1993-94 fiscal year, the company moved ahead with installation of the new unit under the regulatory supervision of the Agency. (Work on the new unit was completed and the additional compressor ready for operation by August, 1994.)

A rupture of the Eastern Leg pipeline approximately 35 km north of Maple Creek, Saskatchewan, in mid-February, 1994, resulted in an outbreak of burning gas and interruption of gas flows until repairs could be carried out. As a result of subsequent investigation, Foothills concluded that the rupture of the pipe was caused by what is termed hydrogen-induced cracking, a very rare occurrence in North American pipelines carrying natural gas with a low sulphur content and the only case resulting in a rupture rather than a leak. The Transportation Safety Board's report on its investigation of the rupture remained pending at year's end.

## **Revision of Prebuild Regulatory Requirements**

In March, 1994, the Administrator and Designated Officer of the Agency advised Foothills that the NPA was exploring ways of streamlining the regulatory process as it applied to the prebuilt Eastern and Western Legs of the pipeline. As a result of that internal review, it was proposed that orders prescribing the technical filing requirements for Prebuild construction projects be revoked.

The review indicated that the application of these orders in recent years had resulted not only in a degree of overlap with the National Energy Board's filing requirements, but also imposed technical requirements that in some areas exceeded those of the Board for comparable pipeline projects under its regulation. It was proposed that filing requirements relating to future Prebuild expansions be established on a project-by-project basis. (The proposed revision was adopted following the end of the fiscal year covered by this report.)

## **Wild Horse Pipeline Project**

As outlined in previous annual reports, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) in July, 1991, filed an application with the National Energy Board for authority to construct a 300-metre section of pipe at the Alberta-U.S. border.

In April, 1992, the Board announced that it intended to consider a preliminary question involving jurisdiction over the proposed lateral to be built by NOVA to connect with Altamont Canada's 300-metre link at the border. In February, 1993, the Board concluded that the NOVA lateral was subject to federal, rather than provincial, jurisdiction.

While Altamont initially filed an appeal against the decision in the Federal Court, in April, 1993, NOVA announced that this appeal had been withdrawn and that, in keeping with a letter of understanding, NOVA or an affiliate would submit all necessary regulatory filings and work together with Altamont in connection with the construction, ownership and operation of the system in Canada.

(In June, 1994, Foothills Pipe Lines Ltd. submitted an application to the National Energy Board on behalf of Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. for approval of the Wild Horse Pipeline Project. The proposed facilities would consist of a 215.5 km (134 mi) line that would connect with the NOVA Gas Transmission system at Princess, Alberta, and the proposed Altamont Gas Transmission system at a point on the Canada-U.S. border near Wild Horse, Alberta. The Wild Horse line would have the capacity to export up to 20.9 million cubic metres of gas a day (735.5 MMcf/d) to serve markets in the United States and northern Mexico commencing in November, 1996.

(Foothills advised the NEB that no physical connection between the Eastern Leg of the Prebuild and the proposed Wild Horse Pipeline was planned during initial construction and confirmed that any such interconnection was outside the scope of its application. The Wild Horse development is separate and distinct from the Alaska Highway Gas Pipeline Project and, therefore, does not come within the ambit of the *Northern Pipeline Act* nor under the jurisdiction of the



Northern Pipeline Agency. The NEB held public hearings on the Wild Horse Pipeline application in October, 1994, and expects to release its decision in early 1995.)

## **Foothills' Tolls**

Following a public hearing in August and September, 1993, in response to requests within the industry for a review of Foothills' capital structure and rate of return on common equity, the National Energy Board issued its Reasons for Decision in late November.

In addition to these broader issues, the Board also dealt with two aspects involving Foothills' tolls that related to the genesis of the project and its subsequent development. These were a Special Charge to provide for the recovery of a portion of the company's expenditures on the planned second stage of the project in Canada to the Yukon-Alaska border, and the provision for an Incentive Rate of Return Scheme (IROR) as provided for under the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement.

In 1982, the NEB approved a four per cent amortization rate for this Special Charge covering some \$124,162,000 of expenditures by the company on Phase II development of the project. In its Reasons for Decision, the Board essentially concurred with the argument of the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) that the rate of depreciation applying to the Special Charge should not exceed that covering plant in service generally. In 1989, that latter rate was reduced from four to two per cent and is slated to increase to three per cent by 1996. The NEB agreed in its 1993 decision to reduce the amortization rate for the Special Charge to two per cent until such time as the accumulated amortization was equal to that which would have resulted if a three per cent depreciation rate had applied from the beginning. The decision indicated this point would be reached in 2003, at which time the amortization rate for the Special Charge would be raised to three per cent.

Under the Incentive Rate of Return Scheme, sponsors of the pipeline in both Canada and the United States were allowed a higher rate of return than otherwise would be the case if they completed various segments of the project at costs that matched or were below the final design cost estimate approved by the respective Canadian and U.S. regulatory authorities. This incentive rate of return was provided through a one-time adjustment to each company's rate base.

While Foothills argued during the 1993 hearing, with the support of all intervenors, that the IROR should not apply to expansions of the Prebuild that have occurred since 1982, the Board indicated it remained unclear whether this position could be supported under the terms of the *Northern Pipeline Act* or the Canada-U.S. Agreement. Consequently, the Board agreed to accept Foothills' position as an interim measure, while at the same time reserving the right to review that decision at a later date.

## **Foothills' Revised Corporate Status**

Early in March, 1994, the Board of Directors of NOVA Corporation of Alberta announced approval of a reorganization that would alter the position of Foothills in the corporate structure. Under the plan, NOVA was to be divided into four separate companies wholly owned by a new public company known as NOVA Corporation.

As part of the plan, the 50 per cent ownership of Foothills Pipe Lines Ltd. held by the existing NOVA company (the remaining 50 per cent is owned by Westcoast Energy Inc.) would be transferred to one of the four new subsidiary companies – NOVA Gas Services Ltd. In compliance with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, Foothills subsequently sought the approval of the National Energy Board and the Governor in Council for an amendment to its Shareholders Agreement. As part of the amending document, NOVA Gas Services Ltd. agreed to be bound by the same undertakings and commitments as were made by the original shareholding companies. (Early in the new fiscal year, the proposed amendment to the Agreement was approved by the Board and the Governor in Council.)



## **The Northern Pipeline Agency**

During 1993-94, the Northern Pipeline Agency's (NPA) primary focus was on overseeing planning and construction of additional pipeline in South B.C. on the Western Leg and the installation of a new compressor unit at Station 394 on the Eastern Leg in Saskatchewan. These responsibilities came under the direction of Roy Illing, the Agency's Administrator and Designated Officer, who is based in Calgary, where he also carries out his duties as a Member of the National Energy Board. As has been the case over the past several years, the Agency continued to rely on the staff of the NEB for the provision of technical as well as for administrative support services. The Board is reimbursed for these services by the Agency, which in turn recovers all of its costs from Foothills, as provided for under the *Northern Pipeline Act*.

In June, 1993, the Hon. Pierre Blais, Minister of Justice and President of the Privy Council, replaced the Rt. Hon. Joe Clark as Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. Following the change of government, the Hon. Marcel Massé, the President of the Privy Council, in early November, 1993, became Minister responsible for the Agency, in addition to his other portfolios as Minister of Intergovernmental Affairs and Minister responsible for Public Service Renewal. In early December, 1993, the Hon. A. Anne McLellan, Minister of Natural Resources Canada, was also appointed by Order in Council to succeed Mr. Massé as the Minister responsible for the NPA.

R. Allen Kilpatrick, the Deputy Minister for International Trade, Department of Foreign Affairs and International Trade, continued to serve as Commissioner of the Northern Pipeline Agency during the fiscal year.

---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

## Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1994, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1993-94 provided \$469,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$176,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under section 24.1 of the *National Energy Board Act*. During the year, \$248,000 was recovered from Foothills Pipe Lines Ltd., the Canadian sponsor. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected from Foothills, of which \$2,800 was remitted to the Government of the Yukon Territory. Amounts collected were credited to the Consolidated Revenue Fund.

## Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency

I have audited the statement of expenditures and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1994. This financial statement is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial statement based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statement is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, this financial statement presents fairly, in all material respects, the expenditures and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1994 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, FCA  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
July 22, 1994

NORTHERN PIPELINE AGENCY


Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1994

	<u>1993-94</u>	<u>1992-93</u>
<u>Expenditures</u>		
Professional and special service	\$ 80,638	\$ 98,470
Salaries and employee benefits	62,016	61,168
Rentals and office accommodation	18,892	21,258
Travel and communications	4,178	4,467
Information	3,315	8,414
Repair and upkeep	3,262	-
Office equipment	2,639	-
Material, supplies and maintenance	<u>885</u>	<u>942</u>
Total expenditures	<u>\$175,825</u>	<u>\$194,719</u>
<u>Receipts</u>		
Recovery of expenditures	\$247,844	\$204,901
Net easement fee	<u>27,594</u>	<u>30,400</u>
Total Receipts	<u>\$275,438</u>	<u>\$235,301</u>

Approved by:

  
Commissioner

  
Senior Financial Officer



## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1994

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditures are funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

On May 1, 1982, the United States sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties scaled down their activities.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditures

Expenditures include the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the cost of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditures when paid. Capital acquisitions are charged to expenditures in the year of purchase. Expenditures also include costs incurred on behalf of the Agency by government departments.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

##### Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1994

#### 3. Lease commitment

The Agency has entered into a five year occupancy lease, which expires during 1999, with Public Works and Government Services Canada, for its office space in Ottawa, Ontario.

Future lease payments are as follows:	Amount
1994-95	\$ 18,699
1995-96	18,699
1996-97	18,699
1997-98	18,699
1998-99	<u>18,699</u>
	<u>\$ 93,495</u>

#### 4. Related party transactions

The expenditures include \$88,162 (1992-93: \$100,998) for the cost of services by other federal government departments and agencies. Professional and special services and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

#### 5. Comparative figures

Certain comparative figures have been reclassified to conform with the financial statement presentation adopted for the current year.

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1994

## 3. Engagement sur bail

L'Administration a signé un bail de cinq ans, qui vient à échéance en 1999, avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, pour ses locaux à Ottawa en Ontario.

Voici les sommes prévues dans le bail :

1994-1995	18 699 \$
1995-1996	18 699
1996-1997	18 699
1997-1998	18 699
1998-1999	18 699
	<u>93 495 \$</u>

## 4. Opérations entre apparentées

Les dépenses comprennent 88 162 \$ (1992-1993 : 100 998 \$) pour le coût des services rendus par d'autres ministères et organismes fédéraux. Les services professionnels et spéciaux, ainsi que la location des locaux, représentent les principaux services fournis par des apparentées.

## 5. Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassifiés en fonction de la présentation adoptée pour l'état de l'exercice actuel.

## ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1994

### 1. Pouvoirs et mandat

L'Administration a été constituée en 1978 par la *Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord*. Son mandat est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du gazoduc de la route de l'Alaska conformément aux meilleurs intérêts du Canada selon la définition de la Loi.

Les dépenses de l'Administration sont financées à même des crédits parlementaires. Toutefois, selon la Loi et le *Règlement sur le recouvrement des coûts* de l'Office national de l'énergie, l'Administration est tenue de recouvrer tous ses coûts annuels d'exploitation auprès des sociétés détenant des certificats d'utilité publique qu'elle octroie. À l'heure actuelle, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont déposées dans le Trésor et l'Administration ne peut en disposer. Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les commanditaires américains du gazoduc de la route de l'Alaska et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue d'achèvement des travaux avait été reportée jusqu'à nouvel avis et que toutes les parties diminuaient leurs activités.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux menés, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, sauf le coût des régimes pour éventualités et de cessation des employés, qui sont imputés aux dépenses au moment de leur versement. Les acquisitions en capital sont imputées aux dépenses au cours de l'année d'achat. Les dépenses comprennent aussi les coûts engagés au nom de l'Administration par les ministères fédéraux.

#### Recettes

Les recettes sont inscrites selon la méthode de la comptabilité de caisse.

#### Régime pour éventualités des employés

Les employés supérieurs et certains autres employés clés qui font encore partie de l'Administration jusqu'à l'exécution complète de leurs responsabilités et dont le service dépasse deux ans ont droit à une indemnité, sur séparation, équivalente à 13 % du traitement brut gagné durant leur service.



# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1994

1993-1994 1992-1993

## Dépenses

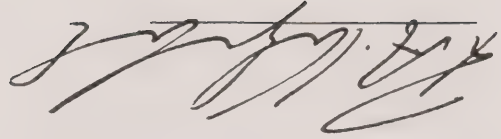
Services professionnels et spéciaux	80 638	\$	98 470	\$
Traitements et avantages	62 016		61 168	
Loyers et locaux	18 892		21 258	
Déplacements et communications	4 178		4 467	
Information	3 315		8 414	
Réparations et entretien	3 262		-	
Matériel de bureau	2 639		-	
Fournitures, approvisionnements et entretien	885		942	
Total des dépenses	175 825	\$	194 719	\$

## Recettes

Recouvrement des dépenses	247 844	\$	204 901	\$
Droits de servitude, au net	27 594		30 400	
Total des recettes	275 438	\$	235 301	\$

Approuvé par :

Le directeur général



L'agent financier supérieur





VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre responsable de  
l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1994. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'état financier. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans l'état financier. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble de l'état financier.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1994 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada

D. Larry Meyers, FCA

sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 22 juillet 1994

# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. Aux termes de l'article 14 de la Loi, le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les activités de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons en annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1994.

Pour 1993-1994, le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 469 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 176 000 \$. À la fin de l'exercice, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit les renseignements et les conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que la société chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 248 000 \$ ont été remboursés par la Foothills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills, dont 2 800 \$ ont été versés au gouvernement du Territoire du Yukon. Toutes les sommes perçues ont été créditées au Trésor du Canada.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désirant faire des observations ou obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Edifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario) K1A 0G2.

## Réaménagement structurel de la Foothills

Au début de mars 1994, le conseil d'administration de la NOVA Corporation of Alberta a annoncé qu'il approuvait un réaménagement qui modifierait la position de Foothills dans la structure organique. Selon ce plan, NOVA serait divisée en quatre entreprises distinctes possédées en propriété exclusive par une nouvelle entreprise publique nommée NOVA Corporation.

Dans le cadre de ce plan, la participation de 50 pour cent de la Foothills Pipe Lines Ltd. détenue par la société NOVA existante (l'autre 50 pour cent appartient à la Westcoast Energy Inc.) serait transférée à l'une des quatre nouvelles filiales – la NOVA Gas Services Ltd. Se conformant aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, la Foothills a par la suite demandé à l'Office national de l'énergie et au gouverneur en conseil d'approuver une modification de la convention passée avec ses actionnaires. Le document modificatif prévoit, entre autres, que la NOVA Gas Services Ltd. accepte d'être liée par les mêmes entreprises et engagements auxquels les sociétés originaires détentrices d'actions s'étaient engagées. (Au début du nouvel exercice, la modification proposée à la convention a été approuvée par l'Office et le gouverneur en conseil.)

## L'Administration du pipe-line du Nord

En 1993-1994, l'Administration du pipe-line du Nord (APN) s'est surtout occupée de superviser la planification et la construction de canalisations supplémentaires dans le sud de la Colombie-Britannique sur l'embranchement ouest, et de l'installation d'un nouveau groupe compresseur à la station 394 sur l'embranchement est en Saskatchewan. Ces responsabilités ont été confiées à M. Roy Illing, l'administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration, dont les bureaux sont à Calgary où il s'acquitte également de ses fonctions de membre de l'Office national de l'énergie. Comme c'est le cas depuis quelques années, l'Administration a continué de compter sur le personnel de l'ONE qui lui fournit des conseils techniques de même que des services de soutien administratif. Les coûts des services fournis par l'ONE lui sont remboursés par l'APN qui en recouvre les frais auprès de la Foothills, en application de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

En juin 1993, l'hon. Pierre Blais, ministre de la Justice et président du Conseil privé, a remplacé le Très Honorable Joe Clark comme ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord. Avec l'arrivée au pouvoir d'un nouveau gouvernement, l'hon. Marcel Massé, président du Conseil privé, est devenu, au début de novembre 1993, le ministre responsable de l'Administration, chargé qu'il assume en plus de ses autres portefeuilles de ministre des Affaires gouvernementales et de ministre responsable du Renouvellement de la fonction publique. Au début de décembre 1993, l'hon. A. Anne McLellan, ministre des Ressources naturelles du Canada, a également été nommée par décret pour succéder à M. Massé comme ministre responsable de l'APN.

R. Allen Kilpatrick, sous-ministre du Commerce international, ministère des Affaires étrangères et du Commerce international, a continué de remplir son rôle de directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord pendant l'exercice.



raccorderait au réseau de NOVA à Princes, en Alberta, et au réseau proposé d'Altamont, en un point de la frontière canado-américaine près de Wild Horse, en Alberta également. La capacité du gazoduc de Wild Horse permettrait d'exporter jusqu'à 20,9 millions de mètres cubes de gaz par jour (735,5 Mpi<sup>3</sup>/j) vers les marchés des États-Unis et du nord du Mexique à compter de novembre 1996.

(La Foothills a avisé l'Office qu'elle ne projetait effectuer aucun raccordement entre l'embranchement est des embranchements préliminaires et le gazoduc de Wild Horse au cours de la construction initiale et a confirmé qu'un tel raccordement n'était pas visé par sa demande. L'expansion de Wild Horse est un projet séparé et distinct de celui du gazoduc de la route de l'Alaska et échappe donc à la portée de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et n'est pas du ressort de l'Administration du pipe-line du Nord. L'Office a tenu des audiences publiques sur la demande de Wild Horse en octobre 1994 et devrait rendre sa décision au début de 1995.)

## Les déboires de Foothills

Après l'audience publique tenue en août et septembre 1993 en réponse aux pressions exercées par l'industrie pour que l'on examine la structure du capital et le taux de rendement du capital-actions ordinaire de Foothills, l'Office national de l'énergie a publié les motifs de sa décision à la fin de novembre.

Outre ces questions générales, l'Office s'est également penché sur deux volets des déboires de Foothills ayant trait à la genèse du projet et à son développement subséquent. Il s'agit dans un cas d'une charge spéciale prévue à titre de recouvrement d'une partie des dépenses qu'elle engagera au Canada pour la réalisation de la deuxième phase du projet à la frontière Yukon-Alaska, et dans l'autre cas de l'établissement d'un taux incitatif de rendement (TIR), comme prévu par l'Entente canado-américaine de 1977 sur les pipelines.

En 1982, l'ONE a approuvé un taux d'amortissement de quatre pour cent pour cette charge spéciale visant le recouvrement des dépenses de quelque 124 162 000 \$ effectuées par la société pour la réalisation de la deuxième phase du projet. Dans les motifs de sa décision, l'Office abondait pour l'essentiel dans le sens de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) qui estimait que le taux d'amortissement de la charge spéciale ne devait pas être supérieur à celui s'appliquant à l'ensemble des installations en service. En 1989, ce dernier taux a été ramené de quatre pour cent à deux pour cent, mais il est prévu qu'il passera à trois pour cent d'ici 1996. L'Office a donc accepté dans sa décision de 1993 de ramener à deux pour cent le taux d'amortissement de la charge spéciale jusqu'à ce que l'amortissement cumulé soit égal à celui qui aurait résulté de l'application d'un taux de trois pour cent dès le début. La décision précise que ce point sera atteint en 2003; le taux d'amortissement de la charge spéciale sera alors porté à trois pour cent.

Le taux incitatif de rendement (TIR) prévoyait que les promoteurs du gazoduc du Canada et des États-Unis puissent obtenir un taux de rendement supérieur à celui qu'ils auraient obtenu pour les divers segments du projet réalisés à des coûts égaux ou inférieurs aux coûts de conception définis estimés approuvés par les organismes respectifs de réglementation du Canada et des États-Unis. Ce taux incitatif de rendement a été établi par ajustement singulier du taux de base de chaque société.

Bien que la Foothills ait fait valoir à l'audience de 1993, avec l'appui de tous les intervenants, que le TIR ne devait pas s'appliquer aux expansions d'embranchements préliminaires réalisées depuis 1982, l'Office a indiqué ne pas être certain que cette position soit conforme aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* ou de l'Entente canado-américaine. En conséquence, il a décidé d'accepter provisoirement la position de la Foothills, se réservant le droit de revoir sa décision.

Le nouveau compresseur fournira essentiellement une capacité d'appoint au cas où d'autres compresseurs de l'embranchement est devaient être fermés pour fins de réparation ou d'entretien. Au cours de l'exercice 1993-1994, l'entreprise a procédé à l'installation du nouveau compresseur sous la supervision réglementaire de l'Administration. (Les travaux d'installation du nouveau compresseur ont été menés à bien et le nouveau compresseur était prêt à être mis en service en août 1994).

Une rupture survenue dans l'embranchement est du gazoduc, à environ 35 km au nord de Maple Creek, en Saskatchewan, à la mi-février 1994, a provoqué une éruption de gaz enflammée et la fermeture du gazoduc jusqu'à ce que les réparations puissent être effectuées. Les enquêtes menées sur l'incident ont amené la Foothills à conclure que la rupture de la conduite était due à une fissuration par l'hydrogène, dont l'incidence est très rare dans les gazoducs nord-américains qui transportent du gaz naturel à faible teneur en soufre, et aussi que c'était le seul cas où une rupture plutôt qu'une fuite se soit produite. Le Bureau de la sécurité des transports n'avait pas encore déposé son rapport sur son étude de la rupture à la fin de l'exercice.

## Révision des exigences réglementaires relatives aux embranchements préliminaires

En mars 1994, l'administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration a informé la Foothills que l'APN explorait des façons de simplifier le processus réglementaire appliqué aux embranchements préliminaires est et ouest du gazoduc. Une fois cet examen interne effectué, il a été proposé que l'on révoque les ordonnances relatives au dépôt d'informations techniques sur la construction des embranchements préliminaires.

L'examen a indiqué que l'application de ces ordonnances au cours des dernières années a provoqué un certain chevauchement avec les exigences visant le dépôt de l'Office national de l'énergie et qu'elle a entraîné dans certains domaines un niveau d'examen technique supérieur à celui pratiqué actuellement par l'Office national de l'énergie pour des projets de gazoduc comparables assujettis à sa réglementation. Il a donc été proposé que, à l'avenir, les exigences visant le dépôt applicables à la construction des futures expansions des embranchements préliminaires soient fixées projet par projet. (En fin d'exercice, la modification proposée aux exigences techniques était adoptée.)

## Projet de gazoduc de Wild Horse

Comme nous l'avons mentionné dans les rapports annuels précédents, l'Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) a demandé à l'Office national de l'énergie, en juillet 1991, l'autorisation d'installer une canalisation de 300 mètres à la frontière entre l'Alberta et les États-Unis.

En avril 1992, l'Office a annoncé son intention de se pencher sur une question préliminaire de compétence concernant l'embranchement proposé que devait construire NOVA pour le relier à la canalisation de 300 mètres d'Altamont Canada à la frontière. En février 1993, l'Office a conclu que l'embranchement de NOVA relevait de la compétence du gouvernement fédéral plutôt que provincial.

Bien que, dans un premier temps, Altamont ait interjeté appel de la décision devant la Cour fédérale, en avril 1993, NOVA annonçait que cet appel avait été retiré et que, conformément à une lettre d'entente, NOVA ou une société affiliée produirait tous les documents réglementaires requis et travaillerait avec Altamont pour ce qui est de la construction, de la propriété et de l'exploitation du réseau au Canada.

(En juin 1994, la Foothills Pipe Lines Ltd., agissant au nom de la Foothills Pipe Lines (Alta) Ltd., a demandé à l'Office national de l'énergie d'approuver le projet de gazoduc de Wild Horse. Les installations proposées se composeraient d'un gazoduc de 215,5 km (134 miles) qui se



# Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska

## Les embranchements préliminaires

### L'embranchement ouest

Comme nous l'avons mentionné dans le dernier rapport annuel, la Pacific Gas Transmission (PGT) aux États-Unis et l'Alberta Natural Gas Co. (l'ANG) dans le sud de la Colombie-Britannique ont demandé à leurs autorités de réglementation respectives, vers la fin de 1993, de les autoriser à accroître leur capacité d'un autre 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 Mpi<sup>3</sup>/j) à compter de novembre 1995. (Cette expansion proposée s'ajoutait à l'augmentation de la capacité totale d'environ 24,7 millions de mètres cubes par jour (872 Mpi<sup>3</sup>/j) mise en service le 1<sup>er</sup> novembre 1993). Tandis que l'ANG proposait d'offrir cette capacité supplémentaire en partie par l'installation d'un plus grand nombre de groupes compresseurs, il était prévu également qu'elle utiliserait la capacité disponible sur la ligne accrue de la Foothills Pipe Lines Ltd. (promoteur du Projet de gazoduc de la route de l'Alaska), au sud de la Colombie-Britannique, qui est intégrée au réseau de l'ANG.

Le projet proposé s'est heurté à la résistance opiniâtre de certains. Dans une lettre présentée à l'Office national de l'énergie (ONE) en novembre 1993, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) a prétendu que le changement des conditions du marché dans les États américains de l'Ouest ainsi que les possibilités qu'offrait le réseau agrandi soulevaient des doutes sérieux quant à la nécessité de faire de nouveaux investissements pour accroître la capacité totale.

À la mi-mars, l'ONE a annoncé qu'il avait décidé de reporter à mai une audience publique qui devait avoir lieu à la fin mars pour examiner la demande de l'ANG, «compte tenu des efforts constants qui étaient faits en vue de réaligner la capacité sur le système de l'ANG.» (Vers la fin avril, l'ANG a annoncé qu'elle retirait sa demande parce que «en raison des arrangements satisfaisants qui avaient été pris, elle n'avait plus besoin de nouvelles installations pour répondre à la demande des transporteurs de l'expansion de 1995 que l'entreprise s'était engagée à satisfaire par contrat»).

### L'embranchement est

Ainsi qu'il était indiqué dans les rapports annuels antérieurs, la Foothills a procédé entre 1990 et 1992 à l'installation de trois nouveaux groupes compresseurs sur l'embranchement est – un en Saskatchewan et deux en Alberta – pour augmenter la fiabilité du réseau et pour satisfaire la demande accrue de capacité. En janvier 1993, l'administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord a approuvé un addendum au rapport de conception du réseau de la Foothills permettant à cette dernière d'ajouter un nouveau compresseur de sûreté à la station 394 près de Monchy, en Saskatchewan, à proximité de la frontière américaine.

# Aperçu

C'est au cours de l'exercice 1993-1994 qu'a été mise en service une forte hausse de la capacité de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique. Se sont par ailleurs poursuivis les travaux d'installation d'un nouveau groupe compresseur afin d'accroître la sûreté de l'embranchement est.

Bien que le volume de gaz naturel canadien exporté aux États-Unis continue de croître depuis longtemps, augmentant de plus de 8,5 % en 1993 pour s'établir à 63 milliards de mètres cubes (2,2 billions de pieds cubes – Tpi<sup>3</sup>), la demande a été plus modérée dans les régions desservies par les deux embranchements du gazoduc dans les États de l'Ouest et du Midwest américain.

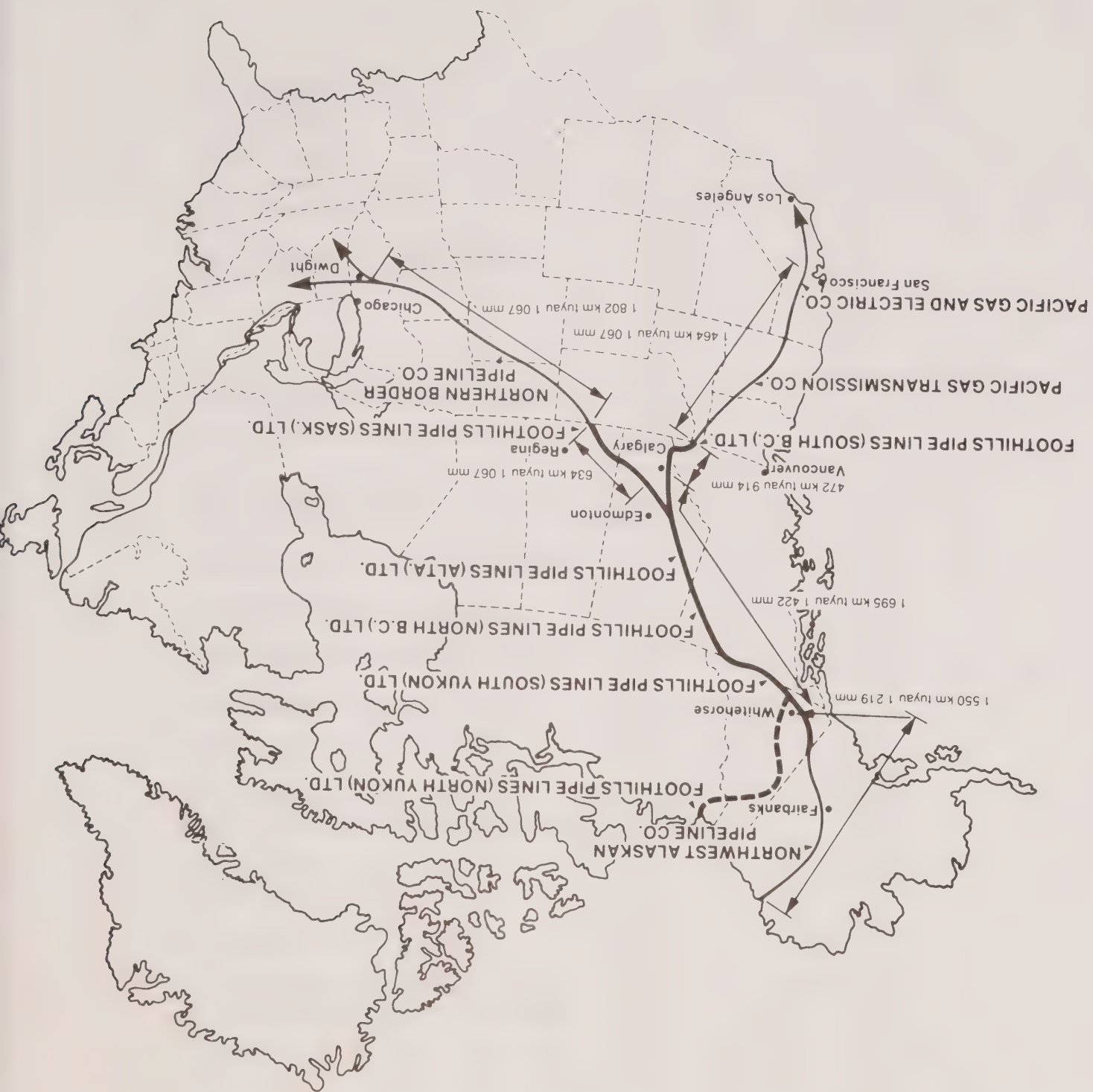
En novembre 1993, la capacité totale de l'embranchement ouest des deux côtés de la frontière a été accrue de quelque 24,7 millions de mètres cubes par jour (872 millions de pieds cubes par jour – Mpi<sup>3</sup>/j) par des ajouts importants de canalisations et d'installations de compression. Les plans ultérieurs visant à ajouter encore 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 Mpi<sup>3</sup>/j) à partir de 1995 ont cependant été mis en attente lorsqu'on s'est aperçu que la demande de gaz canadien sur le marché éventuel pouvait être satisfaite par une nouvelle répartition de la capacité du gazoduc existant.

Sur l'embranchement est, la Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada, a poursuivi des travaux d'installation d'un nouveau groupe compresseur d'appoint à la station 394 près de Monchy, en Saskatchewan (qui a été mis en service en août 1994).

Au cours de l'exercice, le statut de la deuxième phase proposée d'expansion du projet visant à prolonger le réseau actuel jusqu'à Prudhoe Bay sur le versant nord de l'Alaska est demeuré en suspens en raison des mauvaises conditions du marché.



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



# Table des matières

Page

<b>Aperçu</b> .....	1
<b>Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska</b> .....	2
Les embranchements préliminaires .....	2
L'embranchement ouest .....	2
L'embranchement est .....	2
Révision des exigences réglementaires relatives aux embranchements préliminaires .....	3
Projet de gazoduc de Wild Horse .....	3
Les déboires de Foothills .....	4
Réaménagement structurel de la Foothills .....	5
L'Administration du pipe-line du Nord .....	5
<b>Finances, personnel et langues officielles</b> .....	6
Finances et personnel .....	6
Plan des langues officielles .....	6
<b>Annexe</b> .....	7
Rapport du Vérificateur général du Canada .....	7

**Bureau de l'Administration**  
M. R. Allen Kilpatrick, directeur général,  
Édifice Lester B. Pearson,  
125, promenade Sussex,  
Ottawa (Ontario).  
K1A 0G2  
Tél. : 993-7466  
Fax : 998-8787




Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1994

Madame la Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1994, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période.

Je vous prie d'agréer, Madame la Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du pipe-line du Nord,  
  
R. Allen Kilpatrick

L'honorable A. Anne McLellan, c.p., députée,  
Ministre des Ressources naturelles du Canada et  
Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)



© Ministère des Approvisionnements et Services Canada 1995  
N° de cat. C88-1/1994  
ISBN 0-662-61569-7



# **RAPPORT ANNUEL**

**1993-1994**



**RAPPORT ANNUEL**  
**1993-1994**

**ADMINISTRATION**  
**DU PIPE-LINE**  
**DU NORD**



CAI  
NP  
- A 56

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1994-1995**

**Canada**





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# **ANNUAL REPORT**

## **1994-1995**



© Minister of Supply and Services Canada 1995

Cat. No. C88-1/1995

ISBN 0-662-62151-4



Ottawa, Ontario.  
November 27, 1995.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1995, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'R. Allen Kilpatrick', written in a cursive style.

R. Allen Kilpatrick,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency.

The Honourable Roy MacLaren, P.C., M.P.,  
Minister for International Trade,  
and Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

	Page
<b>Overview</b> .....	<b>1</b>
<b>Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project</b> .....	<b>3</b>
Eastern Leg Expansion .....	3
Alaskan Developments .....	4
The Alaskan Pipeline Consortium .....	4
Developing and Marketing North Slope Alaskan Gas Reserves .....	5
Development of the Arctic Natural Wildlife Refuge .....	6
Replacement of Defective Pipe .....	6
Pipeline Regulation .....	7
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	<b>8</b>
Finance and Personnel .....	8
Official Languages Plan .....	8
<b>Appendix</b> .....	<b>9</b>
Report of the Auditor General of Canada .....	9

### Office of the Agency

Mr. R. Allen Kilpatrick, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0G2  
Tel.: 993-7466  
Fax: 998-8787

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT





---

# Overview

---

Following the coming into service of a major expansion in the throughput capacity of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline (AHGP) during the previous year, the main focus shifted during 1994-1995 to a proposal by Northern Border Pipeline Co. for significantly expanding the capacity of the Eastern Leg south of the border.

(Following a second call for the election of space on the proposed expansion that was ordered by the Federal Energy Regulatory Commission, shippers in the summer of 1995 lined up for an increase in throughput capacity to the U.S. mid-west more than triple that originally subscribed.)

The proposed expansion reflected the continuation during 1994 of the prolonged rise in U.S. demand for Canadian gas. During the calendar year, Canadian gas exports increased by some 13 per cent over 1993, growing to 70.8 billion cubic metres – 2.5 trillion cubic feet.

In Alaska, there were a number of developments that had a bearing directly or indirectly on the Alaska Natural Gas Transportation System, counterpart to the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada. The last remaining U.S. pipeline company in the consortium formed to undertake the ANGTS segment in the state withdrew from membership. As a result, the consortium was reduced to two remaining Canadian companies – Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the AHGP in Canada, and TransCanada PipeLines Ltd.

During the year, it was subsequently disclosed, the three major owners of natural gas at Prudhoe Bay – Exxon, Arco and BP – examined three possible options for moving the gas to ports where it could be liquefied and shipped by tanker to Pacific Rim countries. The study, undertaken in response to strong pressures from Alaska for the movement of these shut-in reserves to market, was of relevance because these same supplies have also been considered essential by Canadian authorities and the participating companies to underpin the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), as it is known in the United States.

In response to these same political pressures from Alaska, there was also a determined move initiated in the Republican-dominated U.S. Congress to permit petroleum exploration and development in the coastal portion of the Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) in the north-eastern region of the state. The discovery of substantial new gas reserves in the Refuge could have major implications with respect to the future development of North Slope gas supplies. The move to open up the ANWR was opposed by the Clinton Administration and many environmental groups. The Canadian government has also long objected to such a move on the ground that it would have an adverse impact on the Porcupine caribou herd.

During 1994-95, further investigation was undertaken by Foothills Pipe Lines Ltd. into the cause of a rupture on the Eastern Leg near Maple Creek, Saskatchewan, in February, 1994. It revealed that the hydrogen-induced cracking responsible for the break was caused by buoyancy-restraining weights placed on the pipeline in rivers and swamps that contained sulphur. (In the fall of 1995, the National Energy Board approved a program submitted by Foothills for replacing some 900 sulphurcrete weights and by-passing or replacing approximately 6.9 km (4.3 mi) of pipe that could also be defective or become defective in the future.)

---

# Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

---

## Eastern Leg Expansion

One of the most significant developments during the fiscal year was the proposed expansion of the Eastern Leg of the Alaska Natural Gas Transportation System. In February, 1995, Northern Border Pipeline Co., sponsor of the Eastern Leg in the United States, applied to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) under the U.S. Natural Gas Act for authority to expand the throughput capacity of its existing 1 550 km (969 mi) line from the Port of Morgan on the Montana-Saskatchewan border to Harper, Iowa, and to extend the system by a further 423 km (263 mi) to a point near Griffith, Indiana.

Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the Eastern Leg in Canada, anticipated the expansion proposed by Northern Border would result in an increase in demand for Canadian gas of around 6.5 million cubic metres of gas a day (230 million cubic feet of gas (MMcf/d)). The company considered that it could accommodate this increased throughput essentially by replacing an existing, but obsolete compressor unit.

The proposed increase in throughput capacity and extension of the system eastward toward the Chicago area was based on an Open Season conducted by Northern Border during late 1994, in keeping with current FERC practice. This is a process that is undertaken to determine what volume of firm throughput capacity prospective shippers are prepared to take in a proposed new pipeline, or the expansion or extension of an existing system.

In December, 1994, the nature of the Open Season conducted by Northern Border was challenged by Natural Gas Pipeline Co. of America, which contended that the proposed system of tariffs was skewed in a way that unfairly induced shippers to transport gas over all or part of the proposed extension. The objection by Natural stemmed from the fact that the proposed Northern Border extension would compete with Natural's own plan to obtain additional gas deliveries from Northern Border at Harper for onward transmission through an expansion of its existing pipeline to the Chicago area.

(In May, 1995, FERC upheld the complaint by Natural and ordered Northern Border to conduct a new Open Season that corrected this perceived shortcoming in the original solicitation. In the event, shippers signed up for an additional 19.8 million cubic metres of gas a day (700 MMcf/d) over the existing system to Harper, about triple the increase in capacity originally subscribed. The result would be to increase throughput capacity from the Canadian border and the northern plains region of the United States to Ventura, Iowa, by 42 per cent. Total capacity would rise from 48.1 million cubic metres per day (1.7 billion cubic feet – Bcf/d) to 68 million cubic metres daily (2.4 Bcf/d).



Shipments through the expanded system from Ventura to Harper would increase by 27.3 million cubic metres a day (962 MMcf/d). The increased volume on this section of the system compared to that proposed to Ventura is accounted for by the projected shipment of additional gas from Ventura to Harper that is currently being transported by the Northern Natural Gas Pipeline Co. In addition, shippers also sought throughput capacity on the proposed extension from Harper to the Chicago area of some 19.4 million cubic metres a day (684 MMcf/d), an increase of more than 11.3 million cubic metres daily (400 MMcf/d) over that subscribed for in the first Open Season.

(In October, 1995, Northern Border submitted a revised application to the Federal Energy Regulatory Commission. It called for the construction of 358 km (224 mi) of 914 mm pipe (36 inches) and 30 km (19 mi) of 762 mm pipe (30 inches) from Harper, Iowa, to the Chicago area. In addition, 262 km (164 mi) of loops would be installed on the existing pipeline from the Canadian border to Harper. Almost 200,000 additional horsepower of compression would also be added to existing and new compressor stations. Estimated cost of the expansion/extension was \$797 million in 1995 dollars. It is scheduled to be in service in early 1998.

(Shortly after Northern Border filed its revised application to FERC, Natural submitted an application for authority to expand its own system from its interconnection with Northern Border at Harper to the Chicago area in competition with Northern Border's proposed extension.

(In order to deliver the substantially increased volumes of Canadian natural gas that would be required if Northern Border's plans are approved by the FERC – some 19.4 million cubic metres per day (685 MMcf/d) – Foothills anticipated that it would also be necessary to expand the throughput capacity of the Eastern Leg in Canada through a combination of looping of existing pipeline and the addition of further compression).

## **Alaskan Developments**

### **The Alaskan Pipeline Consortium**

In 1978, when plans were being developed for the construction of the Alaska Natural Gas Transportation System, a consortium made up of a number of major U.S. interstate and intrastate pipelines was established to undertake the most difficult and complex part of the project – construction of the proposed pipeline from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to Canada's Yukon border. It was known as the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co. general partnership. The Northwest Alaskan Pipeline Co. was subsequently named as operator in charge of overseeing the building and operation of the Alaskan segment of the ANGTS.

As prospects for launching second-stage construction of the ANGTS at any time within the foreseeable future began to fade in the late 1980s and early 1990s, many of the U.S. pipeline companies that originally made up the consortium began to withdraw in order to take advantage of tax benefits. In the latter years, however, membership in the consortium was expanded by the inclusion of subsidiaries of two Canadian companies – TransCanada PipeLines Ltd. and Foothills. As of the end of 1994, the only remaining U.S. member of the consortium, Northwest Energy, which played the dominant role in mobilizing the entire project south of the border and in directing the Alaskan portion of the project, bowed out of the partnership.

With the withdrawal of Northwest Alaskan, Foothills and TransCanada became the only remaining partners in Alaskan Northwest. Subsequently, Robert L. Pierce, Chairman of Foothills, became Chairman of the Board of Partners. In a submission in January, 1995, to the Federal Energy Regulatory Commission notifying it of an amendment to the Partnership Agreement, Alaskan Northwest said the remaining partners “will shepherd the Partnership, and the ANGTS, through the current relatively-inactive period. While construction of the Alaskan segment is deferred pending future market developments, it is fully expected that the ANGTS will gear up again in the future for completion of the Alaskan segment.” The submission went on to take note of a FERC



document issued in mid-December, 1994, which stated that the Commission “remains ready to facilitate the construction of the ANGTS, which Congress has found to be in the public interest.”

## **Developing and Marketing North Slope Alaskan Gas Reserves**

Over a number of years, there has been mounting pressure from Alaskan state and congressional representatives for the adoption of measures aimed both at moving existing North Slope natural gas reserves to markets and facilitating exploration for additional oil and gas reserves.

When it appeared that adverse market conditions were likely indefinitely to delay completion of the ANGTS to provide market access to existing Prudhoe Bay reserves, a former Alaskan Governor, Walter Hickel, spearheaded the formation of a company known as Yukon Pacific for the purpose of marketing those reserves in Pacific Rim countries. The company proposed to establish a Trans-Alaska Gas System (TAGS), which envisioned construction of a pipeline from the North Slope to the south coast of Alaska. There the gas – 14 million tons per year – would be liquefied and then transported in a specially-built fleet of tankers to such markets as Japan, Taiwan and Korea. The Reagan and Bush Administrations took the necessary steps to clear away the major regulatory obstacles to the proposed gas export. (In mid-May, 1995, FERC removed the only remaining regulatory hurdle with the approval of the siting, construction and operation of the liquefied natural gas plant at Anderson Bay in the Port of Valdez.)

As in the case of ANGTS, the TAGS project remained suspended, however, because of adverse market conditions. Nevertheless, pressure to explore every means of moving the gas to offshore markets continued to grow over the past several years. This was particularly the case following the 1994 congressional elections that resulted in Republicans gaining control of both the Senate and House of Representatives. The expectations of Alaskans were heightened further with the appointment of Alaskan Senator Frank Murkowski as Chairman of the Senate Energy and Natural Resources Committee, and the appointment of Alaskan Representative Don Young as Chairman of the House Resources Committee.

In response to these political pressures, the three major owners of gas reserves at Prudhoe Bay – Exxon, Arco and BP – engaged in a study during the past fiscal year of possible alternative means for transporting North Slope gas to Pacific Rim markets.

(The fact that the study had been initiated, however, was only revealed at a press conference held by representatives of Arco and BP in mid-July, 1995, following a series of meetings to brief Alaska's Governor Tony Knowles and Alaska's congressional delegation.

(It was disclosed that the study considered the feasibility of extending a pipeline west from Prudhoe Bay to deliver gas to ports at either Wainwright or Kivalina on the Chukchi Sea north of the Bering Strait. The spokesmen for the petroleum companies contended that year-round operation of liquefied natural gas tankers with ice-breaking capability would appear to be possible. The advantage of a pipeline to either port was the considerably shorter distance and lower cost involved compared to a pipeline to the south coast of Alaska. They contended the lower cost would make it economically possible to plan initially for a smaller volume of gas exports, thus making it easier to gain a foothold in Pacific Rim markets.

(In addition to these alternatives, the companies also considered what cost savings might be achieved by building a pipeline south to Valdez that utilized the right-of-way and many of the facilities of the existing oil pipeline to the south coast port, which does not form part of the existing TAGS plan.

(During the press conference, officials of the companies emphasized that none of the options examined was commercially viable at the present time in light of the cost advantages enjoyed by several other natural gas producing countries competing for access to Pacific Rim markets. They

estimated that it might only become possible to enter that far-eastern market at some time between 2005 and 2010, and even then much would depend on the kind of royalty, tax and regulatory regimes that were assured over the life of the project.

(In a press release following the meeting of the Alaskan congressional delegation with petroleum company representatives, Sen. Murkowski emphasized his readiness to work with the producers to help develop a project for marketing North Slope gas in the Pacific Rim countries. He also expressed his pleasure at what he described as the “tentative finding” of the study that favoured building a pipeline south to Valdez rather than west to a port on the Chukchi Sea. From his perspective, the advantage of the former was that it would make possible delivery of natural gas to Fairbanks, Alaska.

(In the press release, Sen. Murkowski claimed that, by some estimates, North Slope gas reserves amounted to 50 trillion cubic feet. At the time the ANGTS was approved, established reserves at Prudhoe Bay were estimated to amount to 26 trillion cubic feet. The estimate to which Sen. Murkowski alluded was of significance because up to that time it had never been considered that established reserves had increased by anything approaching that magnitude. ANGTS supporters have opposed the TAGS project on the grounds that they had first claim on the reserves existing at the time their own project was approved by Canada and the United States. They contended that proven reserves were insufficient to support both projects.)

## **Development of the Arctic Natural Wildlife Refuge**

As part of their efforts to promote economic development, both Alaskan congressional and state political representatives have long pressed for legislative authority to undertake oil and gas exploration in the coastal portion of the 19-million-acre Arctic Natural Wildlife Refuge (ANWR), which abuts on the Alaska-Yukon border. In the face of strong opposition from environmental groups, and from the Canadian government because of what it considers would be the adverse impact on the Porcupine caribou herd that calves in the area, Congress previously has rejected such a move. During the fiscal year, however, with the Republicans in control of both houses of Congress and Alaskan representatives serving as chairmen of two powerful Senate and House committees concerned with the issue, there was a strong push for legislation that would permit limited petroleum exploration in the ANWR.

(While a bill that would clear the way to ANWR development worked its way through both chambers in the fall of 1995, there was widespread speculation that President Clinton might veto any authorizing legislation approved by Congress or resort to a 1906 Act to designate the area as a national monument, which could forestall the proposed development.)

## **Replacement of Defective Pipe**

As noted in the last annual report, a section of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline near Maple Creek, Saskatchewan, ruptured in February, 1994, causing an explosion and fire. Subsequent investigation by both Foothills and the Transportation Safety Board of Canada indicated the rupture was caused by a condition known as hydrogen-induced cracking (HIC). This is a rare phenomenon that in the past has only been associated with the transmission of so-called sour gas containing a high level of hydrogen sulphide. By contrast, gas flowing through the Eastern Leg is classified as sweet gas, which does not contain this chemical.

(Both Foothills and the Transportation Safety Board concluded that the problem on the Eastern Leg was caused by weights containing a high proportion of sulphur that were installed during construction in the early 1980s to counteract the buoyancy of pipe in rivers and swamps. In place of the usual concrete mix, a proportion of sulphur was added to the aggregate, known as sulphurcrete, as part of a provincial program aimed at reducing a substantial surplus existing when the Eastern Leg was being built in the early 1980s. Up until the time of the investigation of the



rupture on the Eastern Leg, neither the industry nor regulatory authorities were aware of the adverse interaction between the sulphur in the weights and the steel pipe.

(In mid-September, 1995, Foothills submitted an application to the National Energy Board to remedy the problem. The program was approved by the Board the following month. In all, more than 900 weights were replaced, some 6.9 km (4.3 mi) of existing pipe by-passed by looping, and 7 km (4 mi) of pipe replaced. Foothills shut down its Eastern Leg for four days in November, 1995, to complete the work.)

## **Pipeline Regulation**

During 1994-95, the major focus of the Northern Pipeline Agency was on overseeing completion of the installation of a new back-up compressor unit at Foothills Station 394 near Monchy, Sask., on the Eastern Leg. This unit came into service in August, 1994.

In late January, 1995, the Honourable Roy MacLaren, Minister for International Trade, was appointed by Order in Council to succeed the Honourable A. Anne McLellan, Minister of Natural Resources, as Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. R. Allen Kilpatrick, Deputy Minister for International Trade in the Department of Foreign Affairs continued to serve also as Commissioner of the Agency. Roy Illing, a member of the National Energy Board, remained the NPA's Administrator and Designated Officer. He is based in Calgary.

During the fiscal year, as for the past several years, the NPA continued to rely on the staff of the NEB for the provision of technical and administrative support services. The Board is reimbursed for these services by the Agency, which recovers all of its costs from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*.

In the United States, responsibility for carrying out certain regulatory functions involving the Alaska Natural Gas Transportation System was transferred under legislation adopted in late 1993 from the Office of the Federal Inspector to the Secretary of Energy, currently the Honourable Hazel O'Leary. In the Republican-controlled Congress, there was significant pressure to abolish or substantially reduce the role of the Department of Energy, possibly by transferring some of its functions to other federal departments or agencies. It remained unclear what disposition might be made of regulatory responsibilities for the ANGTS that have been delegated to the Secretary of Energy.

---

# Finance, Personnel and Official Languages

---

## Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1995, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1994-95 provided \$250,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$129,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under section 24.1 of the *National Energy Board Act*. During the year, \$303,000 were recovered from Foothills Pipe Lines Ltd., the Canadian sponsor. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected from Foothills, of which \$2,800 were remitted to the Government of the Yukon Territory. Amounts collected were credited to the Consolidated Revenue Fund.

## Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the  
Northern Pipeline Agency

I have audited the statement of expenditures and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1995. This financial statement is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial statement based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statement is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, this financial statement presents fairly, in all material respects, the expenditures and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1995 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Meyers'.

D. Larry Meyers, FCA  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
July 26, 1995

NORTHERN PIPELINE AGENCY


Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1995

	<u>1994-95</u>	<u>1993-94</u>
<u>Expenditures</u>		
Salaries and employee benefits	\$ 64,430	\$ 62,016
Professional and special service	37,689	80,638
Rentals and office accommodation	19,644	18,892
Travel and communications	2,612	4,178
Material, supplies and maintenance	2,534	885
Information	2,010	3,315
Repair and upkeep	-	3,262
Office equipment	<u>-</u>	<u>2,639</u>
 Total expenditures	 <u>\$ 128,919</u>	 <u>\$175,825</u>

<u>Receipts</u>		
Recovery of expenditures	\$302,918	\$247,844
Net easement fee	<u>27,594</u>	<u>27,594</u>
 Total Receipts	 <u>\$ 330,512</u>	 <u>\$275,438</u>

Approved by:

  
Commissioner

  
Senior Financial Officer

## **NORTHERN PIPELINE AGENCY**

### **Notes to the Statement of Expenditures and Receipts**

for the year ended March 31, 1995

#### **1. Authority and objective**

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditures are funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

On May 1, 1982, the United States sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties scaled down their activities.

#### **2. Accounting policies**

##### **Expenditures**

Expenditures include the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the cost of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditures when paid. Capital acquisitions are charged to expenditures in the year of purchase. Expenditures also include costs incurred on behalf of the Agency by government departments.

##### **Receipts**

Receipts are recorded on a cash basis.

##### **Employee contingency plan**

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1995

#### 3. Lease commitment

The Agency has entered into a five year occupancy lease, which expires during 1999, with Public Works and Government Services Canada, for its office space in Ottawa, Ontario.

Future lease payments are as follows:

1995-96	\$ 18,699
1996-97	18,699
1997-98	18,699
1998-99	<u>18,699</u>
	<u>\$ 74,796</u>

#### 4. Related party transactions

The expenditures include \$48,215 (1993-94: \$88,162) for the cost of services by other federal government departments and agencies. Professional and special services and office accommodation represent the main services provided by the related parties.



# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1995

## 3. Engagement sur bail

L'Administration a signé un bail de cinq ans, qui vient à échéance en 1999, avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, pour ses locaux à Ottawa, en Ontario.

Voici les sommes prévues dans le bail :

4. Opérations entre apparentés	
1995-1996	18 699 \$
1996-1997	18 699
1997-1998	18 699
1998-1999	18 699
	<u>74 796</u>

Les dépenses comprennent 48 215 \$ (1993-1994 : 88 162 \$) pour le coût des services rendus par d'autres ministères et organismes fédéraux. Les services professionnels et spéciaux, ainsi que la location des locaux, représentent les principaux services fournis par les apparentés.

## ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1995

### 1. Pouvoirs et mandat

L'Administration a été constituée en 1978 par la *Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord*. Son mandat est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du gazoduc de la route de l'Alaska conformément aux meilleurs intérêts du Canada selon la définition de la Loi.

Les dépenses de l'Administration sont financées à même des crédits parlementaires. Toutefois, selon la Loi et le *Règlement sur le recouvrement des coûts* de l'Office national de l'énergie, l'Administration est tenue de recouvrer tous ses coûts annuels d'exploitation auprès des sociétés détenant des certificats d'utilité publique qu'elle octroie. À l'heure actuelle, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont déposées dans le Trésor et l'Administration ne peut en disposer. Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue d'achèvement des travaux avait été reportée jusqu'à nouvel avis et que toutes les parties diminuaient leurs activités.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux menés, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, sauf le coût des régimes pour éventualités et de cessation des employés, qui sont imputés aux dépenses au moment de leur versement. Les acquisitions en capital sont imputées aux dépenses au cours de l'exercice d'achat. Les dépenses comprennent aussi les coûts engagés au nom de l'Administration par les ministères fédéraux.

#### Recettes

Les recettes sont inscrites selon la méthode de la comptabilité de caisse.

#### Régime pour éventualités des employés

Les employés supérieurs et certains autres employés clés qui font encore partie de l'Administration jusqu'à l'exécution complète de leurs responsabilités et dont le service dépasse deux ans ont droit à une indemnité, sur séparation, équivalente à 13 % du traitement brut gagné durant leur service.

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1995

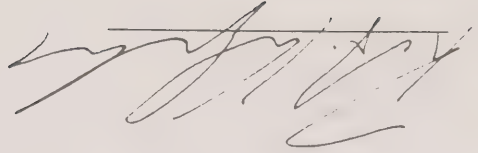
1994-1995 1993-1994

Dépenses		
Traitements et avantages	64 430	\$
Services professionnels et spéciaux	37 689	
Loyers et locaux	19 644	
Déplacements et communications	2 612	
Fournitures, approvisionnements et entretien	2 534	
Information	2 010	
Réparations et entretien	-	
Matériel de bureau	-	
	2 639	
	3 262	
	3 315	
	885	
	4 178	
	18 892	
	80 638	
	62 016	\$
Total des dépenses	128 919	\$

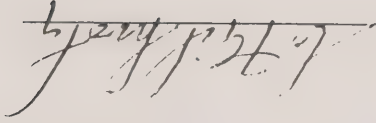
Recettes		
Recouvrement des dépenses	302 918	\$
Droits de servitude, au net	27 594	
	27 594	
	247 844	\$
Total des recettes	330 512	\$

Approuvé par :

Le directeur général



L'agent financier supérieur





VERIFICATEUR GENERAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VERIFICATEUR

Au ministre responsable de  
l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1995. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'état financier. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans l'état financier. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble de l'état financier.

A mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1995 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada

D. Larry Meyers, FCA  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 26 juillet 1995



# Finances, personnel et langues officielles

## Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. Aux termes de l'article 14 de la Loi, le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les activités de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons en annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1995.

Pour 1994-1995, le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 250 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 129 000 \$. À la fin de l'exercice, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit les renseignements et les conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que la société chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 303 000 \$ ont été remboursés par la Foothills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills, dont 2 800 \$ ont été versés au gouvernement du Territoire du Yukon. Toutes les sommes perçues ont été créditées au Trésor du Canada.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désirant faire des observations ou obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario) K1A 0G2.

## Remplacemement d'une conduite défectueuse

Ainsi qu'on le relatait dans le rapport annuel de l'an dernier, une section de l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska située près de Maple Creek (Saskatchewan), s'est brisée en février 1994, occasionnant une explosion et un incendie. Après enquête de la part de la Foothills et du Bureau de la sécurité des transports du Canada, on conclut que le bris de la conduite avait été causé par une fissuration par l'hydrogène. Il s'agit d'un phénomène assez rare qu'on avait uniquement associé dans le passé au transport de gaz acide, contenant une forte proportion d'hydrogène sulfuré. Le gaz acheminé par l'embranchement est classé comme non corrosif car il ne contient pas ce produit chimique.

(Tant la Foothills que le Bureau de la sécurité des transports du Canada ont conclu que le problème survenu sur l'embranchement est avait été causé par des dispositifs de lestage installés sur les conduites dans les rivières et les marais afin d'en diminuer la flottabilité et qui contenaient une forte teneur en soufre. Au lieu du mélange de ciment habituel, une partie de soufre avait été ajoutée au béton, dans le cadre d'un programme provincial visant à réduire l'excédent substantiel de soufre qui existait au moment de la construction de l'embranchement, au début des années 80. Jusqu'à la rupture, ni l'industrie ni les autorités réglementaires n'étaient conscientes de cette interaction néfaste entre les poids contenant du soufre et l'acier des conduites.

(Au milieu de septembre 1995, la Foothills a déposé une demande devant l'Office national de l'énergie en vue de remédier au problème. L'Office l'approuvait le mois suivant. En tout, plus de 900 dispositifs de lestage ont été remplacés, quelque 6,9 km (4,3 mi) de conduite ont été contournés par doublage et 7 km (4 mi) de canalisations remplacés. La Foothills dut fermer l'embranchement est durant quatre jours en novembre pour mener à bien ses travaux.)

## Réglementation du pipe-line

Durant 1994-1995, l'Administration du pipe-line du Nord a essentiellement fait porter son attention sur la surveillance des travaux d'installation d'un groupe-compresseur d'appoint à la station 394 de la Foothills, près de Monchy (Saskatchewan), sur l'embranchement est. Cette unité est entrée en service en août 1994.

À la fin de janvier 1995, l'honorable Roy MacLaren, ministre du Commerce international, a été nommé par décret ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, en remplacement de l'honorable A. Anne McLellan, ministre des Ressources naturelles. R. Allen Kilpatrick, sous-ministre du Commerce international aux Affaires étrangères, a continué de faire également office de directeur-général de l'Administration. Roy Illing, de l'Office national de l'énergie, est toujours administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration; son bureau se trouve à Calgary.

Comme elle le fait depuis plusieurs années, l'Administration a continué de s'en remettre au personnel de l'ONE pour les services techniques et le soutien administratif. Elle rembourse l'Office et récupère les frais engagés de la Foothills, conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Aux États-Unis, une partie des fonctions de réglementation relatives au Alaska Natural Gas Transportation System a été transférée de l'Office of the Federal Inspector au Secrétaire de l'énergie, actuellement Mme Hazel O'Leary, en vertu d'un projet de loi adopté à la fin de 1993. Un Congrès contrôlé par le Parti républicain a exercé de fortes pressions pour abolir le ministère de l'Énergie ou réduire sensiblement son rôle, notamment en transférant certaines de ses fonctions à d'autres ministères ou organismes. On ignore ce qu'il adviendrait des responsabilités réglementaires déléguées au Secrétaire de l'énergie à l'égard de l'ANGTS.



l'Alaska. Ils affirmeraient que les coûts moins élevés feraient qu'il serait rentable de commencer par des volumes moins élevés, facilitant ainsi l'entrée sur les marchés de la ceinture du Pacifique.

(Outre ces solutions, les compagnies examinèrent quelles économies seraient possibles si on se servait pour un nouveau pipe-line jusqu'à Valdez de l'emprise et d'une bonne partie des installations du pipe-line qui achèmine le pétrole, ce qui ne fait pas partie du plan actuel du projet TAGS.

(Durant la conférence de presse, des représentants des compagnies insistèrent sur le fait qu'aucune des possibilités examinées n'était économiquement viable pour l'instant étant donné que de nombreux autres pays producteurs de gaz naturel qui se font concurrence pour les marchés de la ceinture du Pacifique jouissent d'un avantage certain en matière de coût. Selon eux, il ne serait possible de pénétrer en Extrême-Orient que vers 2005 ou 2010, et encore là, tout dépendrait du genre de régime qui pourrait être garanti pour toute la durée du projet au chapitre des redevances, des impôts et de la réglementation.

(Dans un communiqué de presse publié après la réunion de la délégation de l'Alaska au Congrès et des représentants des compagnies pétrolières, le sénateur Murkowski insista sur le fait qu'il était prêt à collaborer avec les producteurs à l'élaboration d'un projet de commercialisation du gaz du versant nord dans les pays de la ceinture du Pacifique. Il se dit également satisfait de ce qu'il qualifia de « conclusion provisoire » de l'étude, soit qu'il était préférable de construire un pipe-line jusqu'à Valdez au sud plutôt que vers l'ouest, jusqu'à un port de la mer de Chukchi. À son avis, la première solution a l'avantage qu'elle permet d'acheminer du gaz naturel jusqu'à Fairbanks.

(Dans le communiqué, le sénateur Murkowski avançait que selon certaines estimations, les réserves de gaz du versant nord s'élevaient à 50 billions de pieds cubes. À l'époque ou l'ANGTS avait été approuvé, les réserves établies à Prudhoe Bay se chiffraient à quelque 26 billions de pieds cubes. Le chiffre avancé par le sénateur est important parce que, jusqu'alors, personne n'avait jamais jugé que les réserves établies avaient augmenté d'une telle quantité. Les partisans de l'ANGTS se sont opposés au projet, affirmant qu'ils étaient les premiers à pouvoir prétendre aux réserves existantes au moment où leur projet avait été approuvé par le Canada et les États-Unis. Selon eux, les réserves avérées étaient insuffisantes pour supporter les deux projets.)

## Développement du Arctic Natural Wildlife Refuge

Dans le cadre de leurs efforts de promotion du développement économique, les représentants élus de l'Alaska, tant au niveau de l'état qu'au Congrès, pressent depuis longtemps les autorités législatives de permettre qu'on recherche du pétrole et du gaz dans la partie côtière du refuge faunique de 19 millions d'acres situé à la frontière de l'Alaska et du Yukon, l'Arctic Natural Wildlife Refuge (ANWR). En raison de la forte opposition des groupes environnementaux, ainsi que du gouvernement canadien pour les répercussions négatives que cela pourrait avoir sur la harde de caribous de la Porcupine qui met bas dans la région, le Congrès a toujours refusé d'autoriser toute activité d'exploration. Pendant le dernier exercice, toutefois, comme les Républicains contrôlaient les deux chambres du Congrès et que des représentants de l'Alaska assumaient la présidence des deux comités, du Sénat et de la Chambre des représentants, qui sont chargés de ces dossiers, on a constaté une recrudescence des efforts visant à permettre une prospection pétrolière limitée dans l'ANWR.

(Un projet de loi ouvrant la voie au développement de l'ANWR a bien franchi les étapes nécessaires à la Chambre et au Sénat à l'automne 1995, mais on supposait généralement que le président Clinton pourrait opposer son veto à tout projet approuvé par le Congrès ou recourir à une loi de 1906 pour désigner la région monument national, ce qui aurait pour effet de stopper le développement proposé.)

Regulatory Commission en janvier 1995 pour l'informer d'une modification à l'Accord de partenariat, Alaskan Northwest indiqua que les derniers partenaires « veilleront au Partenariat, et à l'ANGTS, durant la période relativement inactive que nous traversons. Si la construction du tronçon de l'Alaska est reportée jusqu'à ce que les conditions du marché s'améliorent, il demeure que l'ANGTS redémarrera éventuellement afin de mener à bien le tronçon en Alaska. » On notait également dans la soumission que la FERC avait publié à la mi-décembre de 1994 un document dans lequel la Commission déclarait « demeurer prête à faciliter la construction de l'ANGTS, que le Congrès a déclaré d'utilité publique. »

**Exploitation et commercialisation des réserves du versant nord de l'Alaska**

Depuis un certain nombre d'années, les membres de l'assemblée législative de l'Alaska et les représentants au Congrès exercent des pressions de plus en plus fortes pour qu'on adopte des mesures destinées à favoriser le transport des réserves existantes de gaz naturel du versant nord jusqu'aux marchés et à faciliter de nouvelles activités d'exploration pétrolière et gazière.

Lorsqu'il apparut qu'en raison des mauvaises conditions économiques, il serait très probablement impossible de compléter l'ANGTS pour acheminer les réserves existantes de Prudhoe Bay jusqu'aux marchés, un ancien gouverneur de l'Alaska, Walter Hickey, dirigea la formation d'une compagnie appelée Yukon Pacific en vue de commercialiser ces réserves dans les pays de la ceinture du Pacifique. La compagnie proposait de mettre sur pied un système appelé Trans-Alaska Gas System (TAGS) qui exigerait la construction d'un pipe-line pour acheminer le gaz du versant nord de l'Alaska jusqu'à la côte sud de l'état. Le gaz – 14 millions de tonnes par année – y serait alors liquéfié pour être ensuite transporté par bateaux spécialisés vers des marchés comme le Japon, Taïwan et la Corée. Les administrations Reagan et Bush prirent les mesures nécessaires pour éliminer les principales entraves réglementaires à l'exportation du gaz. (À la mi-mai de 1995, la FERC leva le dernier obstacle en approuvant la construction et l'exploitation d'une usine de liquéfaction du gaz à Anderson Bay, dans le port de Valdez.

Comme dans le cas de l'ANGTS, le projet demeura en suspens en raison des mauvaises conditions du marché. Cependant, depuis plusieurs années, on continue d'exercer des pressions pour qu'on examine tous les moyens d'acheminer le gaz vers les marchés étrangers. On a pu le constater en particulier après les élections au Congrès de 1994 qui donnèrent une majorité aux Républicains tant à la Chambre des représentants qu'au Sénat. La nomination du sénateur de l'Alaska Frank Murkowski comme président du Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles et celle du représentant de l'Alaska Don Young comme président du Comité des ressources de la Chambre des représentants vinrent attiser les attentes de la population de l'Alaska.

En réponse à ces pressions politiques, les trois principaux propriétaires de réserves de gaz à Prudhoe Bay, Exxon, Arco et BP, entreprirent au cours du dernier exercice financier une étude sur les divers moyens d'acheminer le gaz du versant nord jusqu'aux marchés de la ceinture du Pacifique.

(Le fait que l'étude avait été commandée ne fut toutefois révélé qu'au milieu de juillet 1995 à l'occasion d'une conférence de presse donnée par des représentants d'Arco et de BP suite à une série de réunions de brefsage avec le gouverneur de l'Alaska, Tony Knowles, et la délégation de l'état au Congrès.

On indiqua alors que les auteurs de l'étude avaient examiné la faisabilité de construire un pipe-line de Prudhoe Bay jusqu'aux ports de Wainwright ou Kivalina, sur la mer de Chukchi, au nord du détroit de Béring. Les porte-parole des compagnies pétrolières étaient d'avis qu'il semblait possible pour des navires transporteurs de gaz naturel liquéfié à la coque renforcée d'assurer le transport à l'année longue. Un pipe-line vers l'un ou l'autre port avait l'avantage qu'il coûterait beaucoup moins cher et serait beaucoup plus court qu'une conduite jusqu'à la côte sud de



Avec le retrait de la Northwest Alaskan, Foothills et TransCanada devinrent les deux seuls partenaires d'Alaskan Northwest. Par la suite, Robert L. Pierce, président du conseil de la Foothills, devint président du Conseil des partenaires. Dans une soumission présentée à la Federal Energy

Alaska, décida lui aussi de se retirer. dans le projet pour mobiliser les énergies au sud de la frontière et diriger la portion du projet en le dernier membre américain du consortium, Northwest Energy, qui avait joué un rôle dominant de deux compagnies canadiennes, la TransCanada Pipelines Ltd. et la Foothills. À la fin de 1994, profiter d'avantages fiscaux. Toutefois, le consortium devait ultérieurement accueillir des filiales de des entreprises américaines qui avaient formé le consortium commencent à se retirer afin de prévisible commença à s'estomper à la fin des années 80 et au début des années 90, bon nombre

Quand la possibilité que l'on puisse amorcer la deuxième phase d'expansion dans un avenir tronçon de l'ANGTS situé en Alaska. Transportation Co., lequel fut par la suite chargé de surveiller la construction et l'exploitation du consortium était un partenariat général et portait le nom de Alaskan Northwest Natural Gas Prudhoe Bay sur le versant nord de l'Alaska jusqu'à la frontière canadienne, au Yukon. Ce d'entreprendre la partie la plus complexe du projet, soit la construction du pipeline envisagé de dans le transport par pipeline à l'intérieur d'un état particulier ou entre les états en vue System, on constitua un consortium de plusieurs grandes compagnies américaines spécialisées En 1978, lorsqu'on commença à planifier la construction de l'Alaska Natural Gas Transportation

## Le consortium du pipeline de l'Alaska

## Développements en Alaska

existait et en augmentant le taux de compression.) d'accroître la capacité de l'embranchement est au Canada, en ajoutant des mailles au pipeline de mètres cubes par jour (685 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) – la Foothills prévoit qu'il serait aussi essentiel nécessaires si le projet de la Northern Border était approuvé par la FERC – quelque 19,4 millions (Afin de pouvoir livrer les volumes substantiellement supérieurs de gaz canadien qui seraient

Chicago, faisant ainsi directement concurrence au projet de la Northern Border. son point de jonction avec le système de la Northern Border à Harper jusqu'à la région de demanda également à la FERC l'autorisation d'accroître la capacité de son propre réseau, depuis (Peu de temps après le dépôt de la demande modifiée de la Northern Border, la Natural

entrerait en service au début de 1998. 797 millions de dollars (de 1995) le coût d'expansion et de prolongement du réseau. Ce dernier grâce aux groupes compresseurs déjà en place et à la construction de nouveaux. Elle estimait à Harper. Elle se doterait aussi d'une capacité de compression supplémentaire de 200 000 chevaux, d'une longueur de 262 km (164 mi) sur le pipeline existant, depuis la frontière canadienne jusqu'à 30 km (19 mi), de Harper (Iowa) jusqu'à la région de Chicago. En outre, elle installerait des mailles mm (36 pouces) sur une distance de 358 km (224 mi) et une autre de 762 mm (30 pouces) sur Energy Regulatory Commission. Elle y sollicitait l'autorisation de construire une canalisation de 914 (En octobre 1995, la Northern Border a déposé une demande modifiée devant la Federal

rapport aux quantités souscrites à l'occasion de la première Open Season. de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ), une hausse de plus de 1,3 millions de mètres cubes par jour (400 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ) par à la région de Chicago une capacité d'environ 19,4 millions de mètres cubes par jour (684 millions Pipeline Co. En outre, les expéditeurs demandaient aussi pour le prolongement proposé de Harper de Ventura à Harper du gaz supplémentaire actuellement acheminé par la Northern Natural Gas du système par rapport aux quantités proposées pour Ventura vient du fait qu'on prévoit expédier 27,3 millions de mètres cubes par jour (962 millions de  $\text{pi}^3/\text{j}$ ). La hausse du volume sur ce segment Les expéditions par l'entremise du système accru de Ventura jusqu'à Harper augmenteraient de

# Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska

## Expansion de l'embranchement est

L'un des plus importants développements de l'exercice a été le projet d'expansion de l'embranchement est de l'Alaska Natural Gas Transportation System. En février 1995, Northern Border Pipeline Co., promoteur de l'embranchement est aux États-Unis a présenté une demande au Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en vertu de la *Natural Gas Act* en vue d'augmenter la capacité d'acheminement de son pipe-line reliant, sur une distance de 1 550 km (969 mi), le port de Morgan, à la frontière du Montana et de la Saskatchewan, et Harper en Iowa, et de prolonger le réseau de 423 km (263 mi), jusqu'à un point situé près de Griffith, en Indiana.

La Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur de l'embranchement est au Canada, prévoyait que l'expansion proposée par la Northern Border se traduirait par une augmentation de la demande de gaz canadien d'environ 6,5 millions de mètres cubes par jour (230 millions de pieds cubes par jour (Mpi<sup>3</sup>/j)). La compagnie estimait qu'elle pourrait répondre à cette augmentation de la demande en remplaçant un groupe compresseur obsolète.

La hausse proposée de la capacité et le prolongement du réseau vers la région de Chicago étaient basés sur une Open Season qu'avait effectuée Northern Border à la fin de 1994, conformément aux pratiques de la FERC. Il s'agit d'un processus devant permettre de déterminer quels volumes fermes les expéditeurs potentiels seraient disposés à prendre dans un nouveau projet de pipe-line ou dans un système existant qu'on envisage de prolonger ou d'accroître.

En décembre 1994, la Natural Gas Pipeline Co. of America contesta la validité de l'Open Season effectué par la Northern Border, alléguant que le régime tarifaire proposé était biaisé de manière à induire injustement les expéditeurs à acheminer du gaz sur toute ou partie de l'extension proposée. Son objection reposait sur le fait que le projet de la Northern Border ferait concurrence à ses propres plans visant à obtenir des livraisons supplémentaires de la Northern Border à partir de Harper, pour acheminement ultérieur vers Chicago par son propre pipe-line agrandi.

(En mai 1995, la FERC donna raison à Natural et ordonna à Northern Border de procéder à un nouveau Open Season corrigeant la lacune constatée dans la sollicitation originale. Il advint que les expéditeurs s'inscrivent pour une quantité supplémentaire de 19,8 millions de mètres cubes de gaz par jour (700 Mpi<sup>3</sup>/j) sur le réseau existant jusqu'à Harper, soit près de trois fois l'augmentation de capacité souscrite à l'origine. Cela se traduirait par une hausse de 42 p. 100 de la capacité d'acheminement à partir de la frontière canadienne et de la région des plaines du nord des États-Unis jusqu'à Ventura (Iowa). La capacité totale passerait de 48,1 millions de mètres cubes (1,7 milliard de pieds cubes par jour) à 68 millions de mètres cubes par jour (2,4 milliards de pi<sup>3</sup>/j).

(Saskatchewan) en février 1994. Celui-ci révéla que la fissuration par l'hydrogène responsable de la rupture de la conduite avait été causé par le lest employé pour stabiliser le pipe-line dans les rivières et les marais, lest qui contenait du soufre. À l'automne de 1995, l'Office national de l'énergie approuvait un programme proposé par la Foothills en vue de remplacer quelque 900 poids en sulfurociment et à contourner ou remplacer environ 6,9 km (4,3 mi) de tuyaux qui pourraient être défectueux ou le devenir.)



# Aperçu

Depuis la réalisation l'an dernier d'un important surcroît de capacité d'acheminement sur l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska, l'attention s'est portée en 1994-1995 sur une proposition de la Northern Border Pipeline Co. visant à accroître de façon sensible la capacité de l'embranchement est au sud de la frontière.

(Suite à un deuxième appel fait par la Federal Energy Regulatory Commission américaine aux expéditeurs intéressés à utiliser l'expansion proposée, les compagnies indiquèrent à l'été de 1995 qu'elles désiraient une augmentation de la capacité d'acheminement vers le Mid-West des États-Unis plus de trois fois supérieure à ce qu'avait donné le premier appel.)

L'expansion proposée reflétait la poursuite en 1994 de la hausse prolongée de la demande de gaz canadien de la part des États-Unis. Durant l'année civile, les exportations canadiennes de gaz augmentèrent de quelque 13 p. 100 par rapport à 1993, pour atteindre 70,8 milliards de mètres cubes (2,5 billions de pi<sup>3</sup>).

En Alaska, divers événements ont eu un effet direct ou indirect sur le Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), le pendant américain du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada. La dernière compagnie de pipe-line à faire partie du consortium formé pour réaliser le segment de l'ANGTS dans cet état décida de se retirer. Le consortium ne compte donc plus que deux membres, tous deux canadiens, soit la Foothills Pipe Lines Ltd., parrain du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada, et la TransCanada Pipelines Ltd.

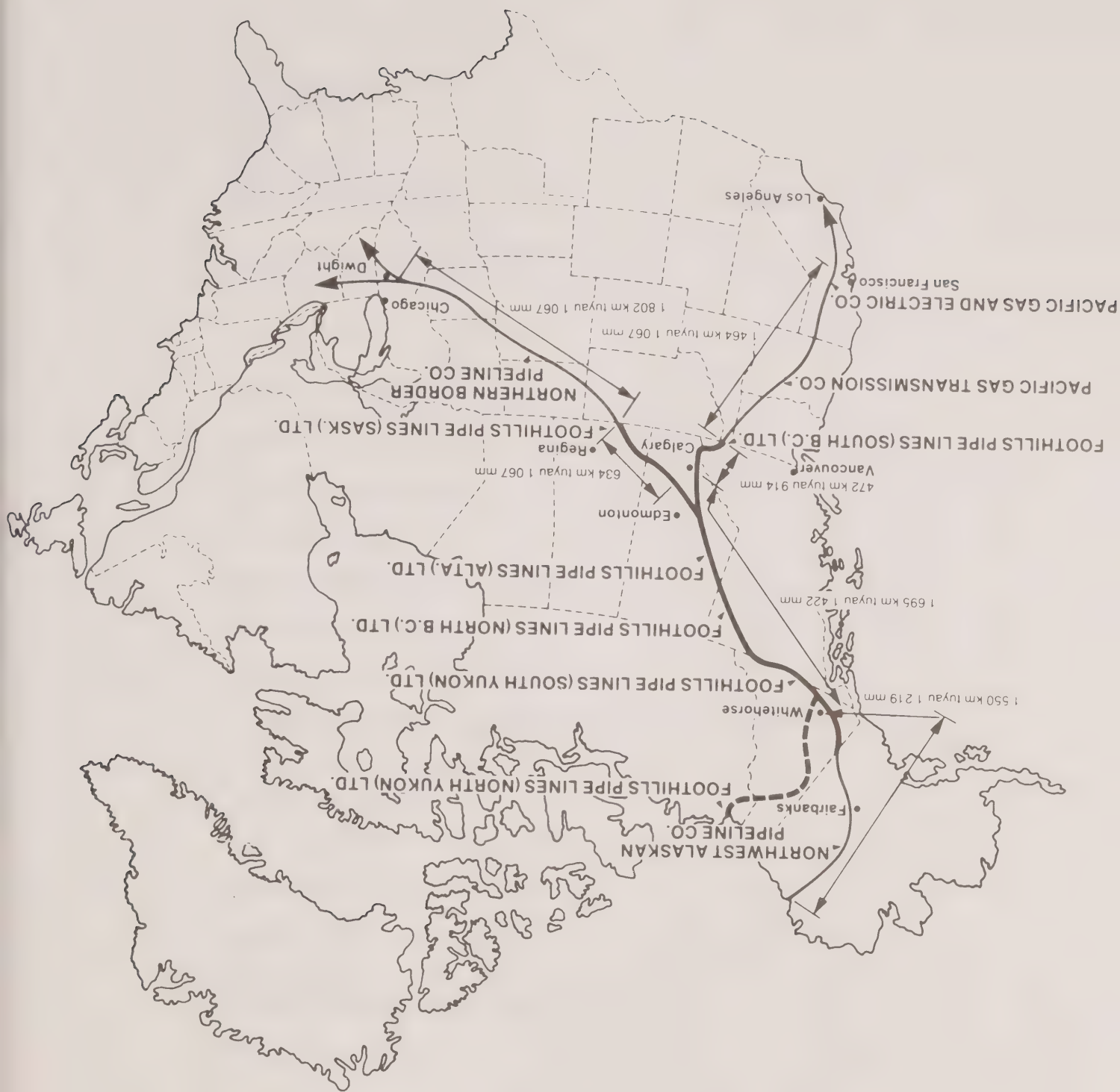
Au cours de l'année, comme on l'a appris par la suite, les trois principaux propriétaires de gaz naturel à Prudhoe Bay, Exxon, Arco et BP, examinèrent trois options pour acheminer leur gaz vers des ports où il pourrait être liquéfié et expédié par bateau vers des pays de la ceinture du Pacifique. Cette étude, entreprise suite aux fortes pressions exercées par l'Alaska pour qu'on achemine vers des marchés ces réserves bloquées, présente un intérêt certain parce que les autorités canadiennes et les compagnies participantes ont toujours considéré ces réserves comme essentielles pour l'ANGTS.

En réponse à ces mêmes pressions politiques de l'Alaska, on assista aussi à un effort déterminé de la part d'un Congrès américain dominé par les Républicains en vue de permettre des activités d'exploration pétrolière et de développement dans la partie du littoral de l'Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) situé dans la partie nord-est de l'état. La découverte de nouvelles réserves substantielles de gaz dans le refuge aurait des répercussions importantes sur le développement futur des approvisionnements en gaz du versant nord de l'Alaska. L'administration Clinton ainsi que de nombreux groupes environnementaux étaient opposés à cette ouverture de l'ANWR. Le gouvernement canadien s'y oppose aussi depuis longtemps en raison de l'impact néfaste que cela pourrait avoir sur la harde de caribous de la Porcupine.

En 1994-1995, la Foothills Pipe Lines Ltd. a procédé à un complément d'enquête sur les causes du bris de canalisation survenu dans l'embranchement est près de Maple Creek



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



# Table des matières

Page

Aperçu ..... 1

Principaux développements concernant le  
projet de gazoduc de la route de l'Alaska ..... 3

Expansion de l'embranchement est ..... 3

Développements en Alaska ..... 4

Le consortium du pipe-line de l'Alaska ..... 4

Exploitation et commercialisation des réserves  
du versant nord de l'Alaska ..... 5

Développement du Arctic Natural Wildlife Refuge ..... 6

Remplacement d'une conduite défectueuse ..... 7

Réglementation du pipe-line ..... 7

Finances, personnel et langues officielles ..... 8

Finances et personnel ..... 8

Plan des langues officielles ..... 8

Annexe ..... 9

Rapport du Vérificateur général du Canada ..... 9

## Bureau de l'Administration

M. R. Allen Kilpatrick, directeur général,

Edifice Lester B. Pearson,

125, promenade Sussex,

Ottawa (Ontario).

K1A 0G2

Tél. : 993-7466

Fax : 998-8787




Ottawa (Ontario)  
Le 27 novembre 1995

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1995, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du pipe-line du Nord,  
  
R. Allen Kilpatrick

L'honorable Roy MacLaren, c.p., député,  
Ministre du Commerce international et  
Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario)





# **RAPPORT ANNUEL**

**1994-1995**



**RAPPORT ANNUEL  
1994-1995**

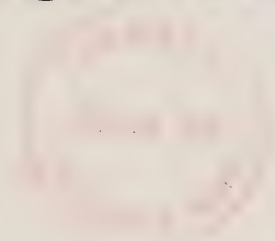
**ADMINISTRATION  
DU PIPE-LINE  
DU NORD**



CAI  
NP  
- A56

---

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1995-1996**

---

Canada





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# ANNUAL REPORT

## 1995-1996








Ottawa, Ontario.  
December 31, 1996.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1996, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'R. Wright', with a stylized flourish at the end.

Robert G. Wright,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency

The Honourable Arthur C. Eggleton, P.C., M.P.,  
Minister for International Trade and  
Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

	Page
Expansion and Extension of the Eastern Leg of the Alaska Highway Natural Gas Pipeline .....	1
Potential New Partners and Competitors .....	2
Restructuring the Western Leg .....	2
The Northern Pipeline Agency .....	3
<b>Finance, Personnel and Official Languages .....</b>	<b>3</b>
Finance and Personnel .....	3
Official Languages Plan .....	4
<b>Appendix .....</b>	<b>5</b>
Report of the Auditor General of Canada .....	5

### Office of the Agency

Mr. Robert G. Wright, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0G2  
Tel.: 993-7466  
Fax: 998-8787

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT





## Expansion and Extension of the Eastern Leg of the Alaska Highway Natural Gas Pipeline

The proposed expansion and extension of the Eastern Leg to increase substantially the capacity of the system to transport Canadian natural gas to mid-western U.S. markets continued to be the dominant development involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project on both sides of the border during the fiscal year 1995-1996.

It was in early 1995 that the Northern Border Pipeline Co., sponsor of the Eastern Leg of what is known south of the border as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS), filed its initial application with the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Northern Border's submission sought approval from FERC for its proposed project under the authority of the U.S. *Natural Gas Act*. No application was made under the authority of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, the primary legislation governing the ANGTS project south of the border.

Northern Border's initial application proposed to increase the throughput capacity of its existing 1 550 km (969 mi) line from the Port of Morgan on the Montana-Saskatchewan border to Harper, Iowa, and to further extend the system by some 423 km (263 mi) to the Chicago area. It was estimated this would provide for increased Canadian gas imports of some 6.5 million cubic metres of gas a day (230 million cubic feet daily - MMcf/d).

After an objection by the Natural Gas Pipeline Co. of America to the nature of its first Open Season, a means of determining prospective shipper demand for increased capacity, was upheld by FERC, a second Open Season was subsequently conducted by Northern Border. It resulted in the prospective demand for Canadian gas tripling to some 19.8 million cubic metres of gas a day (700 MMcf/d), which prompted Northern Border to file an amended application substantially increasing the proposed enlargement of its system at an estimated cost of some \$800 million.

(In August, 1996, FERC conditionally approved Northern Border's application, including the extension to the Chicago area. Natural Gas strongly supported the increased throughput capacity of the existing Northern Border system to Harper because it looked to it to provide an additional 14.3 million cubic metres of gas a day (505 MMcf/d) to feed the proposed expansion of its own Amarillo line from Harper to the Chicago area. At the same time, however, Natural strongly opposed Northern Border's plan to build a competing line to transport 18.4 million cubic metres of gas a day (648 MMcf/d) to the Chicago area. In the event, FERC approved both the extension from Harper of Northern Border and the expansion of the Natural Gas line. FERC also approved tariffs based on rolled-in, as opposed to incremental, costs for Northern with respect to its proposed extension despite the objection of its competitor. In September, 1996, Natural Gas and two other interested parties all filed for rehearing by FERC of certain aspects of its decision, particularly rolled-in tariffs on the extended pipeline, an issue that remained outstanding at the time of writing. While the Northern Border expansion/extension was originally scheduled to come into operation in June, 1998, regulatory delays resulted in the date being set back to November, 1998.)

During the fiscal year covered by this report, Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in Canada, was heavily engaged in developing plans for the expansion of its own system to provide the increased throughput of Canadian gas required to meet the prospective rise in mid-western U.S. demand.

(In July, 1996, Foothills submitted applications to the Northern Pipeline Agency (NPA) and the National Energy Board (NEB) for authority to undertake the aspects of its proposed expansion of the Eastern Leg in Canada that come under the respective jurisdiction of each regulatory body. Together, these proposed additions to its system would increase the capacity of the company to deliver gas to Northern Border by some 19.8 million cubic metres a day (700 MMcf/d). In total, the throughput capacity of the Eastern Leg at Monchy, Saskatchewan, on the Canadian-U.S. border

would be increased from 42.48 million cubic metres daily (1,500 MMcf/d) to 63.3 million cubic metres a day (2,200 MMcf/d), an increase of around 47 per cent.

(Through its proposed Addendum Seven to the Alaska Highway Gas Pipeline's System Design Report, Foothills sought authorization from the NPA to install two loops on the Eastern Leg in Saskatchewan totalling 111.8 km (70 mi) and to replace its existing compressor unit (392) at Piapot, Saskatchewan, with a new 28.3 megawatt (38,000 horsepower) unit. It also proposed to loop 1.6 km (1 mi) of mainline pipe on the Eastern Leg in Alberta that is located downstream of the plant for stripping out natural gas liquids at Empress, Alberta, which is close to the Alberta-Saskatchewan border. The cost of these additional facilities was estimated at \$151 million.

(At the same time, Foothills applied to the NEB for permission to complete a third train at its decompression/recompression facilities adjacent to the Empress extraction plant at a cost of some \$18 million. Because of delays in proceeding with the proposed expansion south of the border, Foothills deferred from 1997 to 1998 the installation of the proposed pipeline looping and replacement of the compressor unit and set back the date for bringing the new facilities into service from June to November, 1998.

(In its regulatory submissions, Foothills indicated that it expected the additional Alberta gas supplies required to meet the increased U.S. demand to be delivered by one of its affiliates, NOVA Gas Transmission Ltd., and possibly also from the proposed new Palliser Pipeline planned by PanCanadian and Westcoast Energy to transport gas in southeastern Alberta.)

## **Potential New Partners and Competitors**

During the year, plans moved forward for the establishment of two new natural gas pipelines originating in Western Canada that had the potential of being competitors or working partners of Foothills. As indicated above, Foothills stated in its submission to the NPA that it had initiated preliminary discussions with proponents of the proposed new Palliser Pipeline, which is planned to extend from a point just north of Calgary to Saskatchewan, roughly parallel to NOVA's existing line in Alberta, about transporting some of the additional Canadian gas required to supply increased demand from the U.S. mid-west. Palliser, (which submitted its application to the National Energy Board in November, 1996) is planning construction of a system with a capacity to move some 28.3 million cubic metres of gas a day (1 billion cubic feet per day). During the fiscal year, plans were also moving forward for construction by a consortium, made up largely of petroleum producers, of a new 3 000 km (1,860 mi) system commencing in northeast British Columbia to transport around 35.6 million cubic metres a day (1.25 billion cubic feet) of Western Canadian gas to the Chicago area. Known as the Alliance Pipeline, it could - if successfully brought into service - become a future competitor for NOVA, at present the major gas-gathering system in Alberta, and for both the Canadian and U.S. sponsors of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline.

## **Restructuring the Western Leg**

In November, 1993, a major expansion of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline went into operation. Even before construction was completed, plans were afoot to further expand the system. These plans were abandoned, however, following onset of depressed economic conditions in California. This factor was compounded as a result of problems created by decisions of the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) imposing tariffs based on incremental costs on shippers over Pacific Gas Transmission's (PGT) interstate expansion from Kingsgate, B.C., to the California border and a similar tariff policy, together with other impediments, imposed on the intrastate Pacific Gas and Electric Co. (PG&E) expansion line within the state by the California Public Utilities Commission (CPUC). During the intervening years, these regulatory issues have been a



source of much wrangling before the federal and state regulatory agencies and litigation in the courts.

In March, 1996, PGT submitted an offer of settlement with the FERC that provided for the rolling-in, over a period of six years, of the cost of the original pre-built ANGTS of 1981 and the expansion line built in the early 1990s with the original PGT line to California that was constructed several years previously.

(This settlement, which was approved by the federal regulatory agency in September, 1996, will result in a significant reduction over a six-year period in tolls charged shippers over PGT's expansion system and a commensurate increase in their competitiveness. In August, 1996, PG&E filed an offer with the CPUC proposing a settlement of outstanding regulatory issues within the ambit of the Gas Accord adopted by the state agency, which - among other things - would separate the services and charges provided by the intrastate pipeline for the transmission and distribution of gas. The proposed settlement would also provide for some rolling-in of costs of the expansion line with the 1981 prebuild.)

## **The Northern Pipeline Agency**

There were extensive changes in the senior ranks of the Northern Pipeline Agency during the year (and beyond). In January, 1996, the Honourable Arthur C. Eggleton became Minister for International Trade and Minister responsible for the direction of the NPA. He succeeded the Honourable Roy MacLaren, who resigned to become Canadian High Commissioner to Britain later in the year. In February, 1996, Robert G. Wright, Deputy Minister for International Trade in the Department of Foreign Affairs, was also appointed Commissioner of the Agency, succeeding R. Allen Kilpatrick. (In August, 1996, Kenneth W. Vollman, Vice-Chairman of the National Energy Board, was reappointed Administrator and Designated Officer of the Northern Pipeline Agency - a position he held previously from 1989 to 1992. He replaced Roy Illing, a Member of the National Energy Board, whose term came to an end during the fiscal year.)

As has been the case for several years, the NPA continued to rely on the staff of the Board for the provision of technical and administrative support services. The NEB is reimbursed for these services by the Agency, which recovers all of its costs from Foothills as provided for by the *Northern Pipeline Act*.

## **Finance, Personnel and Official Languages**

### **Finance and Personnel**

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1996, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1995-96 provided \$250,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$123,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under section 24.1 of the *National Energy Board Act*. During the year, \$245,000 were recovered from Foothills Pipe Lines Ltd., the Canadian sponsor. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected from Foothills, of which \$2,800 were remitted to the Government of the Yukon Territory. Amounts collected were credited to the Consolidated Revenue Fund.

## **Official Languages Plan**

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

## AUDITOR'S REPORT

To the Minister for International Trade

I have audited the statement of expenditures and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1996. This financial information is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial information based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial information is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the schedule. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial information presentation.

In my opinion, this financial information presents fairly, in all material respects, the expenditures and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1996 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement of expenditures and receipts.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Ray Dubois'.

Raymond Dubois, FCA  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
July 26, 1996

# NORTHERN PIPELINE AGENCY

## Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1996

	<u>1995-96</u>	<u>1994-95</u>
<u>Expenditures</u>		
Salaries and employee benefits	\$59,271	\$ 64,430
Professional and special services	35,349	37,689
Rentals and office accommodation	20,345	19,644
Information	2,994	2,010
Material, supplies and maintenance	2,425	2,534
Travel and communications	1,795	2,612
Repair and upkeep	<u>685</u>	<u>-</u>
Total expenditures	<u>\$ 122,864</u>	<u>\$128,919</u>

<u>Receipts</u>		
Recovery of expenditures (Note 5)	\$245,238	\$302,918
Net easement fee	<u>27,594</u>	<u>27,594</u>
Total receipts	<u>\$ 272,832</u>	<u>\$330,512</u>

The accompanying notes are an integral part of this statement.

Approved by:

  
Commissioner

  
Senior Financial Officer

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1996

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditures are funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

On May 1, 1982, the United States, sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd., announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties scaled down their activities.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditures

Expenditures include the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the cost of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditures when paid. Capital acquisitions are charged to expenditures in the year of purchase. Expenditures also include costs incurred on behalf of the Agency by other government departments.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1996

#### 3. Commitment and Contingency

##### Lease commitment

The Agency has entered into a five year occupancy lease, which expires during 1999, with Public Works and Government Services Canada, for its office space in Ottawa, Ontario.

Future minimum lease payments are as follows:

1996-97	\$18,699
1997-98	18,699
1998-99	<u>18,699</u>
	<u>\$ 56,097</u>

##### Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.

#### 4. Related party transactions

The expenditures include \$42,396 (1994-95: \$48,215) for the cost of services by other federal government departments and agencies. Professional and special services and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

#### 5. Recovery of Expenditures

Expenditures are initially recovered based on the Agency's budget for the current fiscal year. An adjustment to actual cost is made in the subsequent year's billings.



3. Engagements et éventualités

Engagement sur bail

L'Administration a signé un bail de cinq ans, qui vient à échéance en 1999, avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, pour ses locaux à Ottawa, en Ontario.

Voici les sommes minimales à payer pour :

1996-1997	18 699 \$
1997-1998	18 699
1998-1999	18 699
	<u>56 097 \$</u>

Régime pour éventualités des employés

Les employés supérieurs et certains autres employés clés qui demeurent au sein de l'Administration jusqu'à l'exécution complète de leurs responsabilités et dont le service dépasse deux ans ont droit, au moment de leur départ, à une indemnité équivalant à 13 % du traitement brut gagné durant leur service.

4. Opérations entre apparentés

Les dépenses comprennent 42 396 \$ (1994-1995 : 48 215 \$) pour le coût des services rendus par d'autres ministères et organismes fédéraux. Les services professionnels et spéciaux, ainsi que la location des locaux, représentent les principaux services fournis par les apparentés.

5. Recouvrement des dépenses

Le recouvrement des dépenses s'effectue d'abord en fonction du budget de l'Administration pour l'exercice en cours. Les factures de l'année subséquente sont rajustées pour refléter les coûts réels.

pour l'exercice terminé le 31 mars 1996

## 1. Pouvoirs et mandat

L'Administration a été constituée en 1978 par la Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord. Son mandat est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du gazoduc de la route de l'Alaska conformément aux meilleurs intérêts du Canada selon la définition de la Loi.

Les dépenses de l'Administration sont financées à même des crédits parlementaires. Toutefois, selon la Loi et le *Règlement sur le recouvrement des coûts* de l'Office national de l'énergie, l'Administration est tenue de recouvrer tous ses coûts annuels d'exploitation auprès des sociétés détenant des certificats d'utilité publique qu'elle octroie. À l'heure actuelle, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont déposées dans le Trésor et l'Administration ne peut en disposer.

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les commanditaires américains du gazoduc de la route de l'Alaska et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue d'achèvement des travaux avait été reportée jusqu'à nouvel avis et que toutes les parties diminuaient leurs activités.

## 2. Conventions comptables

### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux menés, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, sauf le coût des régimes pour éventualités et de cessation des employés, qui sont imputés aux dépenses au moment de leur versement. Les acquisitions en capital sont imputées aux dépenses au cours de l'exercice d'achat. Les dépenses comprennent aussi les coûts engagés au nom de l'Administration par les ministères fédéraux.

### Recettes

Les recettes sont inscrites selon la méthode de la comptabilité de caisse.

# ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Etat des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1996

	1995-1996	1994-1995
<b>Dépenses</b>		
Traitements et avantages	\$ 59 271	\$ 64 430
Services professionnels et spéciaux	35 349	37 689
Loyers et locaux	20 345	19 644
Information	2 994	2 010
Fournitures, approvisionnements et entretien	2 425	2 534
Déplacements et communications	1 795	2 612
Réparations et entretien	685	-
<b>Total des dépenses</b>	<b>\$ 122 864</b>	<b>\$ 128 919</b>

<b>Recettes</b>		
Recouvrement des dépenses (Note 5)	\$ 245 238	\$ 302 918
Droits de servitude, au net	27 594	27 594
<b>Total des recettes</b>	<b>\$ 272 832</b>	<b>\$ 330 512</b>

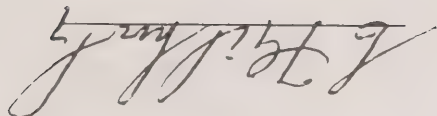
Les notes d'accompagnement font partie intégrante de l'état.

Approuvé par :

Le directeur général



L'agent financier supérieur





VERIFICATEUR GENERAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

RAPPORT DU VERIFICATEUR

Au ministre du Commerce international

J'ai vérifié l'état des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1996. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'information financière. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans d'information financière. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble de l'information financière.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1996 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada

Raymond Dubois, FCA  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 26 juillet 1996



## Finances, personnel et langues officielles

### Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. Aux termes de l'article 14 de la Loi, le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les activités de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons en annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1996.

Pour 1995-1996, le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 250 000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 123 000 \$. À la fin de l'exercice, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit les renseignements et les conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que la société chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 245 000 \$ ont été remboursés par la Foothills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills, dont 2 800 \$ ont été versés au gouvernement du Territoire du Yukon. Toutes les sommes perçues ont été créditées au Trésor du Canada.

### Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désirant faire des observations ou obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Edifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario) K1A 0G2.

## Restructuration de la portion ouest

En novembre 1993, une expansion majeure de la portion ouest du gazoduc transalaskien est entrée en exploitation. Même avant la fin de la construction du réseau, des plans étaient en place pour son expansion. Cependant, ces plans ont été abandonnés lorsque sont apparues des conditions de dépression économique en Californie. Ce facteur s'est aggravé à la suite des problèmes créés par les décisions de la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* qui ont imposé des tarifs basés sur des coûts différentiels pour les expéditeurs utilisant le prolongement interétatique de la *Pacific Gas Transmission (PGT)* de Kingsgate en C.-B. jusqu'à la frontière de la Californie; une politique tarifaire semblable, ainsi que d'autres obstacles, ont été imposés à l'intérieur de l'état par la *California Public Utilities Commission (CPUC)* à la conduite de prolongement de la société *Pacific Gas and Electric Co. (PG&E)*. Entre-temps, ces questions ont été la source de bien des disputes entre les organismes de réglementation fédéraux et étatiques et de bien des procédures en cour.

En mars 1996, la *PGT* a présenté une offre de règlement à la *FERC* qui prévoyait, pour une période de six ans, l'intégration des coûts du tronçon original du RTGNA datant de 1981, plus son prolongement construit au début des années 1990 avec la conduite original de la *PGT* jusqu'en Californie, qui avait été constituée plusieurs années auparavant.

Ce règlement, qui a été approuvé en septembre 1996 par l'organisme de réglementation fédéral, entraînera pendant une période de six ans une réduction importante des redevances chargées aux expéditeurs utilisant le prolongement du réseau de la *PGT* et une augmentation proportionnelle de leur compétitivité. En août 1996, la *PG&E* a fait une offre à la *CPUC*, lui proposant un règlement des problèmes de réglementation en suspens dans la partie contestée du *Gas Accord* adopté par l'organisme d'état, qui voulait, entre autres, distinguer les services et les frais chargés pour la transmission et la distribution de gaz par la portion du gazoduc à l'intérieur de l'état. Le projet de règlement prévoit aussi une certaine intégration des coûts de la conduite de prolongement du tronçon de 1981.)

## Administration du pipe-line du Nord

Des changements majeurs sont survenus au niveau des cadres supérieurs de l'Administration du pipe-line du Nord (APN) durant l'année en cours (et par la suite). En janvier 1996, l'honorable Arthur C. Eggleton est devenu ministre du Commerce international et ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord. Il succédait à l'honorable Roy MacLaren, qui avait résigné pour devenir plus tard au cours de l'année haut-commissaire canadien en Grande-Bretagne. En février 1996, M. Robert G. Wright, sous-ministre du Commerce international au ministère des Affaires étrangères, a aussi été nommé directeur général de l'Administration, succédant à M. R. Allen Kilpatrick. (En août 1996, M. Kenneth W. Vollman, vice-président de l'Office national de l'énergie, fut renommé administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord - une position qu'il avait déjà occupée de 1989 à 1992. Il remplaçait M. Roy Illing, un membre de l'Office national de l'énergie, dont le mandat a pris fin durant l'année financière.)

Comme ce fut le cas pendant plusieurs années, l'APN a continué de se fier sur le personnel de l'Office pour les services de soutien tant techniques qu'administratifs. L'Administration rembourse à l'ONE les coûts de ces services, mais elle récupère tous ses coûts de la *Foothills*, comme le prévoit la Loi sur le pipe-line du Nord.

(En juillet 1996, la *Foothills* a soumis à l'Administration du pipeline du Nord (APN) et à l'Office national de l'énergie (ONE) des demandes d'autorisation des aspects de l'expansion de la portion est de son réseau canadien qui relèvent de l'un ou de l'autre de ces deux organismes de réglementation. Dans l'ensemble, les additions prévues à son réseau augmenteraient la capacité de la compagnie de livrer le gaz à la *Northern Border* de quelque 19,8 millions de mètres cubes par jour (700 Mpi<sup>3</sup>/j.). Au total, la capacité de transport de la portion est à Monchy en Saskatchewan, à la frontière Canada-Etats-Unis, augmenterait de 42,48 millions de mètres cubes par jour (1 500 Mpi<sup>3</sup>/j.) à 63,3 millions de mètres cubes par jour (2 200 Mpi<sup>3</sup>/j.), soit d'environ 47 %.

(Par l'additif sept proposé au rapport de conception du gazoduc transsaskien, la *Foothills* cherche à obtenir de l'APN l'autorisation d'ajouter deux boucles à sa portion est, en Saskatchewan, pour une longueur totale de 11,8 km (70 milles), et de remplacer son compresseur actuel (392) de Pipot en Saskatchewan, par un autre ayant une puissance de 28,3 mégawatts (38 000 chevaux-vapeur). Elle a aussi proposé l'addition d'une boucle de 1,6 km (1 mille) à la canalisation principale de la portion est en Alberta, en aval de l'usine de rectification des liquides de gaz naturel d'Empress en Alberta, qui est située près de la frontière Alberta-Saskatchewan. Les coûts de ces installations additionnelles ont été évalués à 151 M\$.

(Dans un même temps, la *Foothills* a demandé à l'ONE la permission de compléter un troisième train à ses installations de décompression/recompression, près de l'usine d'extraction d'Empress, à un coût avoisinant 18 M\$. À cause des retards survenus dans l'expansion prévue au sud de la frontière, la *Foothills* a remis de 1997 à 1998 l'installation des boucles prévues dans le gazoduc et le remplacement du compresseur, et repoussé de juin à novembre 1998 la date de mise en service des nouvelles installations.

(Dans ses demandes de réglementation, la *Foothills* a indiqué quelle s'attendait à ce que le surplus d'alimentation en gaz albertain nécessaire pour satisfaire à la demande accrue des E.-U. soit livré par une de ses filiales, la *NOVA Gas Transmission Ltd.*, et aussi, peut-être, par le nouveau gazoduc *Palliser* prévu par la *PanCanadian and Westcoast Energy* pour le transport du gaz dans le sud-est de l'Alberta.)

## Possibilités de nouveaux partenariats et de compétition

Durant l'année, les plans se sont orientés vers la création de deux pipe-lines à gaz naturel en provenance de l'ouest du Canada, qui peuvent devenir des compétiteurs ou des partenaires de la *Foothills*. Comme nous l'avons déjà indiqué, la *Foothills* a fait savoir dans sa demande à l'APN quelle avait entrepris des discussions préliminaires avec les promoteurs du nouveau gazoduc *Palliser*, qui devrait aller d'un point situé tout juste au nord de Calgary jusqu'à la Saskatchewan, suivant en gros un tracé parallèle à celui de la canalisation actuelle de la *NOVA* en Alberta, afin de transporter une portion du surplus de gaz canadien nécessaire pour suffire à la demande accrue du midwest américain. La *Palliser Pipeline* indique dans sa demande soumise à l'ONE en novembre 1996 quelle planifie la construction d'un réseau ayant une capacité de transport de quelque 28,3 millions de mètres cubes de gaz par jour (1 milliard de pieds cubes par jour). Durant l'année financière, les plans se sont aussi orientés vers la construction, par un consortium composé en grande partie de producteurs pétroliers, d'un nouveau réseau de 3 000 km (1 860 milles) partant du nord-est de la Colombie-Britannique et pouvant transporter environ 35,6 millions de mètres cubes par jour (1,25 milliard de pieds cubes par jour) de gaz de l'ouest canadien jusqu'à la région de Chicago. Ce gazoduc, connu sous le nom d'*Alliance Pipeline*, pourrait - si on réussit à le mettre en service - offrir dans le futur de la compétition à la *NOVA*, qui est actuellement le principal réseau collecteur de gaz de l'Alberta, et aux promoteurs canadien et américain de la portion est du gazoduc transsaskien.



## Expansion et prolongement de la portion est du gazoduc transalaskien

Durant l'année financière 1995-1996, le principal développement dans le cadre du projet de construction du gazoduc de la route de l'Alaska des deux côtés de la frontière a continué d'être le projet d'expansion et de prolongement de la portion est du gazoduc afin d'augmenter considérablement la capacité du réseau de transport du gaz naturel canadien vers les marchés du midwest américain.

C'est en début de 1995 que la *Northern Border Pipeline Co.*, qui parraine la portion est de ce qu'il est convenu d'appeler le Réseau du transport du gaz naturel de l'Alaska (RTGNA) au sud de la frontière, a fait sa première demande auprès de la *Federal Energy Regulatory Commission* des É.-U. (FERC). La *Northern Border* demandait à la FERC d'approuver son projet en vertu de l'autorité que lui confère la *Natural Gas Act* des É.-U. Aucune demande n'a été faite en vertu de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*, la principale loi régissant le projet du RTGNA au sud de la frontière.

La demande initiale de la *Northern Border* proposait, d'une part, une augmentation de la capacité d'acheminement de son gazoduc reliant, sur une distance de 1 550 km (969 milles), le port de Morgan, sur la frontière du Montana et de la Saskatchewan, à Harper dans l'Iowa et, d'autre part, un prolongement du réseau de quelque 423 km (263 milles) jusque dans la région de Chicago. D'après des estimations, cela devait faire augmenter les importations de gaz canadien de quelque 6,5 millions de mètres cubes par jour (230 millions de pieds cubes par jour - Mpi<sup>3</sup>/j.).

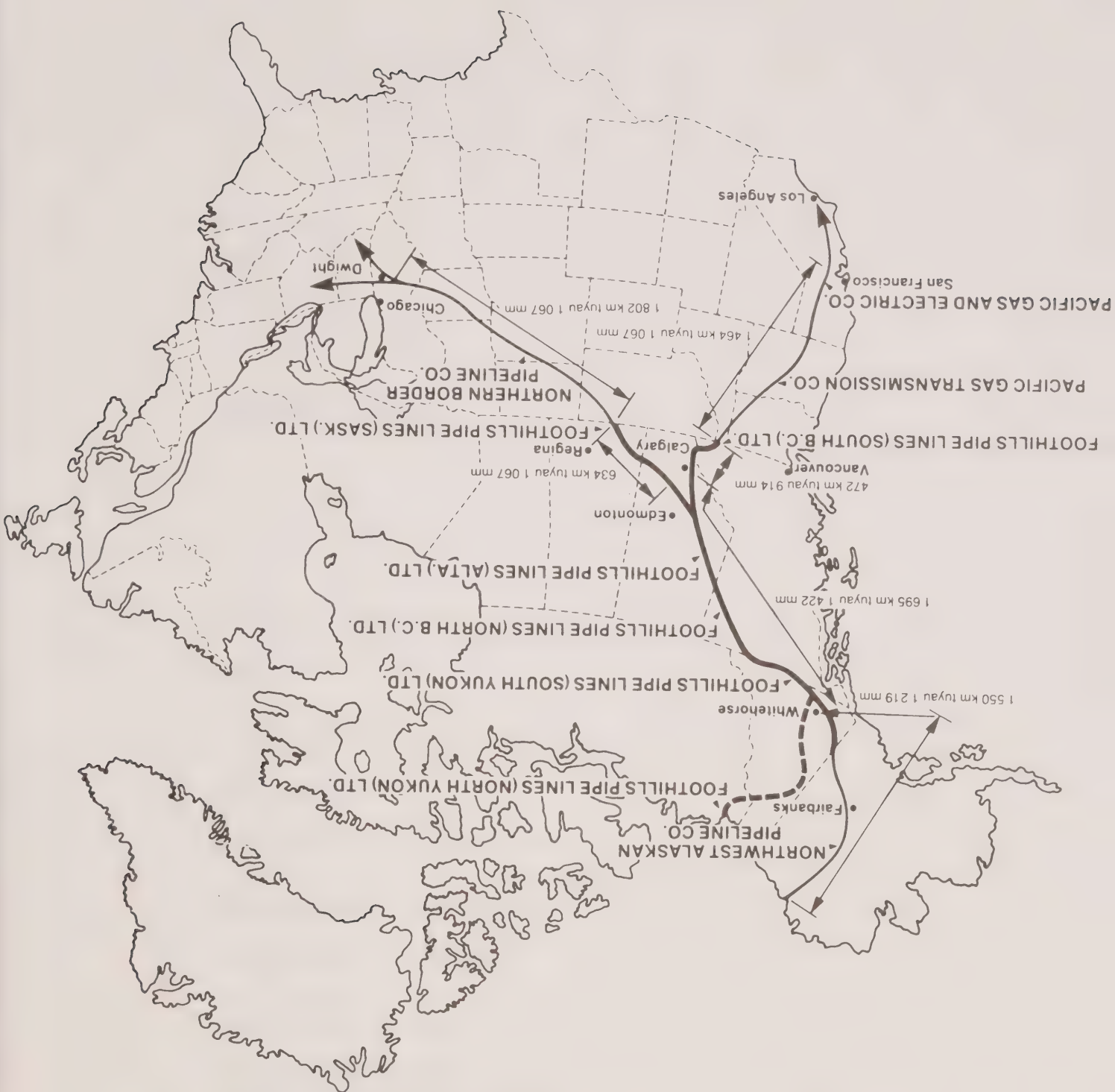
Après maintien par la FERC d'une objection de la *Natural Gas Pipeline Company of America* quant à la nature de sa première saison d'exploitation, un mode de prévision de l'accroissement de la demande volumique des expéditeurs, la *Northern Border* a procédé à une deuxième saison d'exploitation. Résultat : la demande prévue de gaz canadien a triplé, passant à quelque 19,8 millions de mètres cubes par jour (700 Mpi<sup>3</sup>/j.), ce qui a incité la *Northern Border* à remplir une demande modifiée dans laquelle l'expansion du réseau augmentait considérablement, son coût estimatif passant à 800 M\$ (millions de dollars).

(En août 1996, la FERC a approuvé sous condition la demande de la *Northern Border*, y compris l'augmentation jusqu'à la région de Chicago. La *Natural Gas* a fortement appuyé l'augmentation de capacité du réseau existant de la *Northern Border*, car elle prévoyait s'en servir pour fournir un supplément de 14,3 millions de mètres cubes de gaz par jour (505 Mpi<sup>3</sup>/j.) à l'alimentation de son propre gazoduc en provenance d'Amarillo et allant de Harper jusque dans la région de Chicago. Toutefois, dans un même temps, la *Natural Gas* s'opposait fortement au projet de la *Northern Border* de construire un gazoduc compétitif pouvant transporter 18,4 millions de mètres cubes de gaz par jour (648 Mpi<sup>3</sup>/j.) dans la région de Chicago. Finalement, la FERC a approuvé à la fois le prolongement de la *Northern Border* à partir de Harper et l'expansion du gazoduc de la *Natural Gas*. La FERC a aussi approuvé les tarifs de la *Northern Border* basés sur les coûts intégrés, et non pas sur les coûts différenciels, malgré la contestation de son compétiteur. En septembre 1996, la *Natural Gas* et deux autres parties intéressées ont déposé une demande de nouvelle audition par la FERC à propos de certains aspects de sa décision, en particulier des tarifs intégrés pour le prolongement du gazoduc, une question qui est toujours en suspens au moment de la rédaction du présent texte. Même si, à l'origine, l'exploitation de l'expansion/du prolongement de la *Northern Border* était prévue pour juin 1998, les délais de réglementation ont fait en sorte qu'elle a été reportée à novembre 1998.)

Durant l'année financière sur laquelle porte le présent rapport, la *Foothills Pipe Lines Ltd.*, qui parraine le projet de construction du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada, s'est fortement engagée dans l'élaboration de plans d'expansion de son propre réseau de façon à permettre l'augmentation de débit du gaz canadien nécessaire pour satisfaire à la hausse de demande prévue dans le midwest américain.



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



## Table des matières

Page	
1	Expansion et prolongement de la portion est du gazoduc transalaskien .....
2	Possibilités de nouveaux partenariats et de compétition .....
3	Restructuration de la portion ouest .....
3	Administration du pipe-line du Nord .....
4	<b>Finances, personnel et langues officielles</b> .....
4	Finances et personnel .....
4	Plan des langues officielles .....
5	<b>Annexe</b> .....
5	Rapport du Vérificateur général du Canada .....

**Bureau de l'Administration**  
M. Robert G. Wright, directeur général,

Edifice Lester B. Pearson,  
125, promenade Sussex,  
Ottawa (Ontario).  
K1A 0G2  
Tél.: 993-7466  
Fax: 998-8787



Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1996

Monsieur le Ministre,

Vous trouverez ci-inclus le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière qui s'est terminée le 31 mars 1996, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, que vous présenterez au Parlement conformément aux exigences des articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.  
Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du pipe-line du Nord,



Robert G. Wright

L'honorable Arthur C. Eggleton, c.p., député,  
Ministre du Commerce international et  
Ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa, Ontario.



© Ministère des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada 1996  
N° de cat. C88-1/1996  
ISBN 0-662-62787-3

# **RAPPORT ANNUEL**

## **1995-1996**



**RAPPORT ANNUEL  
1995-1996**

**ADMINISTRATION  
DU PIPE-LINE  
DU NORD**



CAI  
NP  
-A 56

Government  
Publications

# **NORTHERN PIPELINE AGENCY**



**ANNUAL REPORT  
1996-1997**

Canada





Northern Pipeline Agency  
Canada

Administration du pipe-line du Nord  
Canada

# ANNUAL REPORT

## 1996-1997



© Minister of Public Works and Government Services Canada 1997

Cat. No. C98-1/1998

ISBN 0-662-63380-6



Ottawa, Ontario,  
December 31, 1997.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1997, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'R. Wright', written in a cursive style.

Robert G. Wright,  
Commissioner,  
Northern Pipeline Agency

The Honourable Sergio Marchi, P.C., M.P.,  
Minister for International Trade and  
Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,  
House of Commons,  
Ottawa, Ontario.



---

## Table of Contents

---

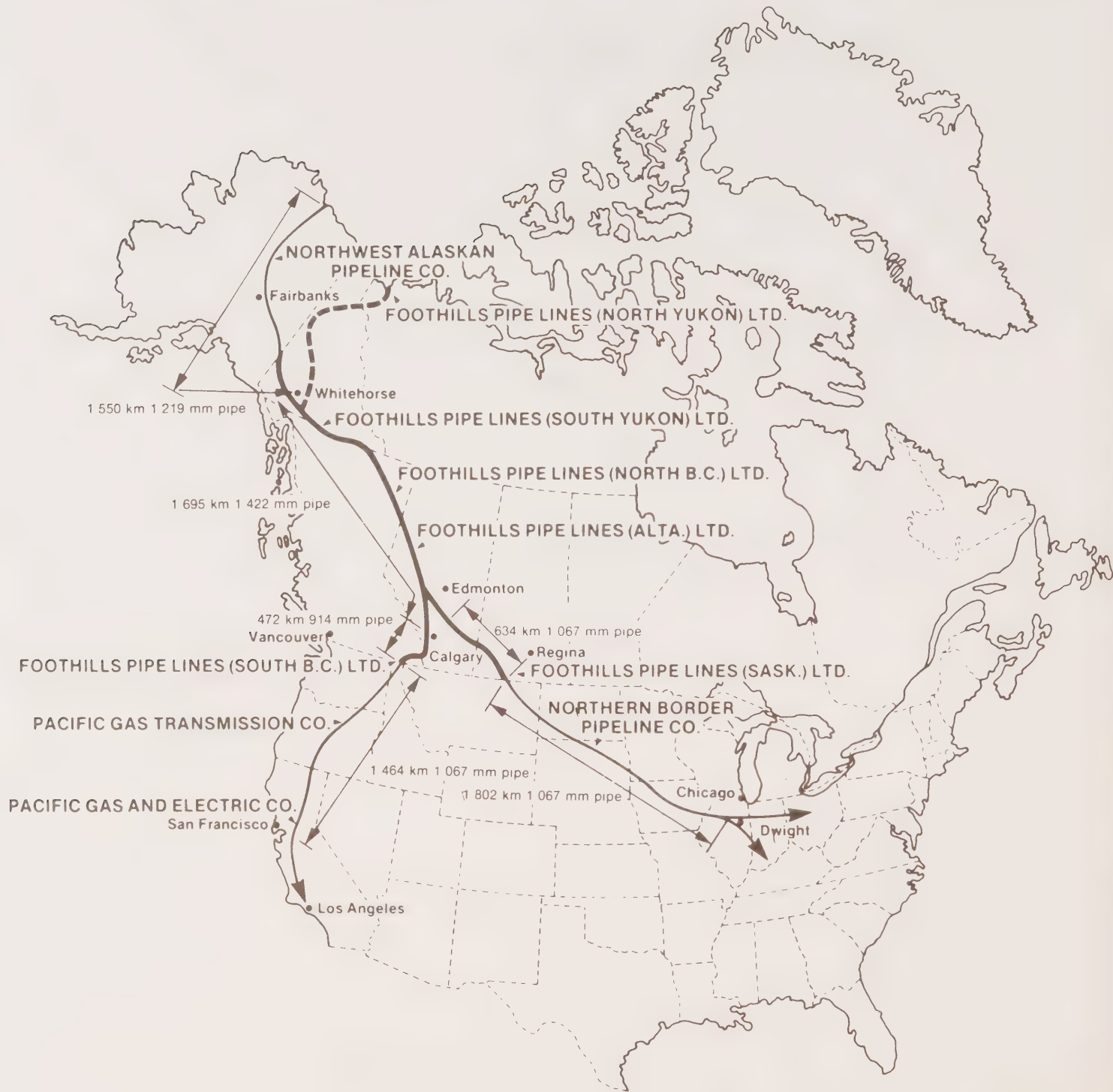
	Page
<b>The Pipeline Push to Move Increased Canadian Gas to Mid-Western U.S. Markets</b> .....	1
Stage One — Expansion of the Eastern Leg .....	1
The Second Round of Proposed Pipeline Expansions .....	2
— The Alliance Project .....	2
— TransCanada PipeLines.....	3
— Further Expansion of the ANGTS' Eastern Leg? .....	3
<b>Procurement</b> .....	4
<b>The Regulatory Authorities</b> .....	5
<b>Finance, Personnel and Official Languages</b> .....	5
Finance and Personnel .....	5
Official Languages Plan .....	6
<b>Appendix</b> .....	7
<b>Report of the Auditor General of Canada</b> .....	7

### **Office of the Agency**

Mr. Robert G. Wright, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,  
125 Sussex Drive,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0G2  
Tel.: 993-7466  
Fax: 998-8787

# ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT





# **The Pipeline Push to Move Increased Canadian Gas to Mid-Western U.S. Markets**

As the proposed expansion of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline moved toward final regulatory approval, the focus shifted during the course of the fiscal year 1996-1997 to new plans for further enlarging pipeline capacity for the delivery of Canadian natural gas to the Chicago area. South of the border, the Eastern Leg forms part of the project known as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS).

Included among those plans for the transmission of substantially increased volumes of gas to mid-western U.S. centres were proposals that could involve yet another increase in the capacity of the Eastern Leg on both sides of the border; expansion by TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL) in association with other partners through TransVoyageur Transmission Ltd. and other projects; and construction of an entirely new pipeline to transport gas from northeastern British Columbia and northwestern Alberta to the Chicago area by Alliance Pipeline Ltd., a consortium of major pipeline companies, gas producers and gas marketers.

## **Stage One - Expansion of the Eastern Leg**

In August, 1996, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) gave preliminary approval to the expansion and extension of Northern Border Pipeline Co., the sponsor of the Eastern Leg south of the border. (Final approval was given by FERC in July, 1997.) In January, 1997, the Designated Officer of the Northern Pipeline Agency authorized the complementary expansion of the Eastern Leg in Canada through his approval of Addendum Seven to the System Design Report sought by the Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines Ltd.

As outlined in the NPA's last Annual Report, the Northern Border proposal involves an expansion costing an estimated US \$793 million to increase throughput capacity by some 19.8 million cubic metres a day (700 million cubic feet - MMcf/d). The plan provides for the addition of 235 km of loops (182 mi) plus additional compression totalling 293,000 horsepower from the Port-of-Morgan on the Canadian-U.S. border to Ventura, Iowa. The capacity of its smaller diameter line from Ventura to Harper, Iowa, would be increased by 25.92 million cubic metres daily (915 MMcf/d) and from there the line would be extended by 389 km (243 mi) to the Chicago area to provide delivery of up to 18.36 million cubic metres a day (648 MMcf/d) of gas.

The expansion of Northern Border as far as Harper was strongly supported by the Natural Gas Pipeline Co. of America, which already receives some 10.96 million cubic metres a day (386 MMcf/d) from the former system for onward transmission to Chicago through its so-called Amarillo Line. Natural contracted to receive an additional 14.3 million cubic metres daily (505 MMcf/d) from the expanded Northern Border line. At the same time, however, Natural strongly opposed the extension of Northern Border's pipeline to the Chicago area in competition with its own system.

In the event, both the expansion and extension of Northern Border and the expansion of Natural's pipeline to Chicago were approved by FERC for the very purpose of increasing competition in the delivery of gas to the mid-western U.S. market.

In its examination of environmental factors involved in the two applications, FERC staff suggested that consideration be given to providing for the joint delivery of Northern Border and Natural gas to Chicago through a single line. An alternative proposal to achieve this objective that was put forward by Natural was, in the end, rejected by FERC because of the strong opposition of Northern Border. It concluded that extension of the company's line would not have significantly adverse environmental impacts.

In order to provide for the increased throughput of some 19.8 million cubic metres a day (700 MMcf/d) to meet the increased demand for gas deliveries through Northern Border, the Northern Pipeline Agency's Designated Officer approved the installation of some 113 km of loops (70.5 mi) on the Eastern Leg pipeline in Saskatchewan and replacement of the existing compressor unit at Piapot, Sask. Another 1.5 km of loops were also to be installed on the main line in Alberta. At the same time as the Designated Officer authorized expansion of the pipeline system, the National Energy Board approved the expansion of Foothills' decompression-recompression facility at Empress, Alberta, for the removal of natural gas liquids. Estimated cost of both projects, which are scheduled to be in service by November, 1998, is \$169 million.

With the completion of this proposed increase, the total capacity of the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline to deliver Canadian gas to U.S. markets would climb to some 93 million cubic metres a day (3.3 billion cubic feet - Bcf/d). This would be only moderately lower than the total initial capacity of the system to transport Arctic gas from both countries that was envisaged by U.S. and Canadian negotiators as part of the Pipeline Agreement of 1977 - 102 million cubic metres a day (3.6 Bcf/d).

## **The Second Round of Proposed Pipeline Expansions**

During the course of the fiscal year and beyond, a multiplicity of plans for new and expanded pipelines to serve both domestic and export markets were in the works, some being dropped and others reshaped in response to the evolving dynamics of the marketplace.

### **The Alliance Project**

In the case of proposed new export capacity, the Alliance Pipeline Co. was the first project to come before the U.S. federal regulatory agency for consideration of the U.S. portion of the system. (FERC gave preliminary approval to the project in August, 1997. A number of Canadian and U.S. pipelines opposing Alliance's application called on FERC to reconsider its decision. The National Energy Board scheduled hearings to begin in November, 1997, to consider Alliance's application for approval of the Canadian section of the pipeline.)

Alliance proposed to build a 3 000 km (1,900 mi) main line from a point near Fort St. John in northeast British Columbia to the Chicago area at an estimated cost of \$3.7 billion. In addition, it also planned to build some 770 km (480 mi) of lateral pipelines in northeastern British Columbia and northwestern Alberta ranging in size from 114 to 610 mm (4 to 24 inches). The mainline, most of which would be 914 millimetres (36 inches) in diameter and operate at the comparatively high pressure of 1,740 pounds per square inch, is designed initially to have a throughput capacity of 37.5 million cubic metres daily (1.33 billion cubic feet a day - Bcf/d). It is intended that, along with the natural gas, the line would also transport commingled natural gas liquids such as propane and butane, which would be removed from the gas at a plant near the Chicago-area terminus.

In addition to the Alliance project, NOVA Gas Transmission Ltd., the vast gas gathering and distribution system in Alberta, and TransCanada PipeLines Ltd. were both developing plans for major expansions of their own facilities that were largely related to the prospective growth of the mid-west and northeast U.S. market for Canadian gas. The Canadian and U.S. sponsors of the Eastern Leg of the ANGTS were also exploring the possibility of further expanding their facilities. At the same time, it was openly acknowledged that both NOVA and TCPL were in discussion with Alliance officials to explore the possibility of developing some sort of working arrangement. (In October, 1997, Alliance ruled out any possibility of utilizing the NOVA system to move its gas through Alberta. At the time of writing, the response by Alliance to TransCanada's overtures was unknown.)



## **TransCanada PipeLines**

In March, 1997, TransCanada PipeLines unveiled a \$3.7 billion plan known as Nexus to expand the throughput capacity of its system, primarily to increase its facilities to transport Canadian gas to mid-western U.S. markets. Central to this plan was a proposed expansion of Great Lakes Transmission, 50 per cent owned by TCPL, which runs through the United States from an interconnection at Emerson, Manitoba, to Sarnia, Ontario.

(In May, 1997, TCPL filed an application with the National Energy Board covering the first of a two-stage project extending to 1999 for the initial purpose of expanding the capacity of its system by some 34 million cubic metres a day (1.2 Bcf/d). In July, however, TransCanada announced that it was abandoning the Nexus project, including putting on hold the proposed Great Lakes expansion, in favour of an alternative plan providing for a more modest increase in capacity in 1998 of 13 million cubic metres a day (465 MMcf/d) at a cost of around \$900 million. In addition, TransCanada announced that it proposed to file an application with the NEB, on behalf of a proposed new system to be called TransVoyageur Transmission Ltd., for the construction in 1999 of a pipeline that would extend from Empress, Alberta, to Emerson, Manitoba. This proposed new line, which would have an initial capacity of 57 million cubic metres of gas a day (2 Bcf/d), would connect in the United States with the previously announced Viking Voyageur system, in which TransCanada would join forces with other U.S. partners. This latter project, announced in April, 1997, envisaged construction of a 1 280 km (800 mi) pipeline to transport at least 34 million cubic metres a day (1.2 Bcf/d) - and possibly as much as 57 million cubic metres daily - from an interconnection with TransVoyageur at Emerson, Manitoba, to Joliet, Illinois, in the Chicago area.

(Subsequently, it was announced that TransCanada proposed to extend this network farther through a connection with the so-called Vector Pipeline project to transport up to an additional 28.3 million cubic metres (1 Bcf/d) of gas from Joliet, Illinois, to Dawn, near Sarnia, Ontario, by November, 1999. In addition, TCPL announced its intention of joining with a consortium of U.S. and Canadian pipelines in the Millennium project, which planned to expand capacity to transport 18.4 million cubic metres (650 MMcf/d) of Canadian gas to northeastern and mid-Atlantic markets in the United States.)

### **Further Expansion of the ANGTS' Eastern Leg?**

Well before final regulatory approval had been received from U.S. authorities for expansion of the Eastern Leg of the ANGTS, Foothills Pipe Lines announced in February, 1997, its intention of holding an open season to determine shipper interest in a further expansion of the Eastern Leg commencing in 2001.

(While results of Foothills' open season were not announced at the time of writing, a similar open season conducted by the Northern Natural Gas Co., which currently obtains Canadian gas through an interconnection with the Eastern Leg in the United States at Grundy Center, Iowa, resulted in requests for an increase in shipping volume of throughput capacity of more than 18.4 million cubic metres (650 MMcf/d) of gas a day. It was anticipated that to supply that additional volume it would be necessary to further expand the throughput capacity of the Eastern Leg in both Canada and the United States.)

# Procurement

As one means of meeting U.S. concerns that goods and services for the pipeline be acquired “on generally competitive terms”, as provided for in the 1977 Pipeline Agreement, the two countries signed an ancillary Procurement Agreement in 1980. This accord established certain procedures under which the responsible regulatory authority in each country made available to the other, for its comment, information with respect to the proposed purchase of certain designated items - mainline pipe, compressor units and large valves and fittings. These procedures covered such matters as the companies to be invited to bid on any particular project, the project specifications, and the recommendation to purchase put forward by the sponsoring company in each country.

During the prebuilding of the Eastern and Western Legs in the early 1980s, these procedures worked to the general satisfaction of both nations. Because of some initial uncertainty regarding jurisdiction between the NPA and the NEB, Canada was tardy in implementing the bilateral procurement process when Foothills in 1989 initiated the first expansion of the prebuilt Eastern Leg - the installation of an additional compressor unit on the pipeline in Saskatchewan. Canadian authorities were subsequently admonished by the Acting U.S. Federal Inspector, Melvin Hurwitz. “It is important,” he wrote to the Commissioner of the NPA, “that the (procurement) procedures be implemented as intended, that is through the appropriate channels and in a timely manner...”

In early 1990, however, it became apparent that U.S. sponsors of the Eastern and Western Legs of the pipeline did not consider that proposed expansions of their respective systems formed part of the ANGTS and, therefore, it followed that none of the provisions of the 1977 bilateral Pipeline Agreement nor the 1980 Procurement Agreement applied. In response to Canada’s expressed concern regarding this contention, Mr. Hurwitz reversed his own previous position regarding the importance of timely implementation of the procurement provisions and stated that decisions by the U.S. sponsors on the applicability of the two agreements should be conclusive in most circumstances.

At a meeting with Canadian officials in Washington in the fall of 1990 regarding this issue, however, Mr. Hurwitz indicated he accepted Canada’s position and undertook to consult his Executive Policy Board about possibly seeking voluntary compliance of U.S. sponsors with the provisions of the Procurement Agreement. Shortly thereafter, however, Mr. Hurwitz was replaced with the appointment of Michael Bayer as the Federal Inspector by President George Bush. Following a meeting with Canadian officials in Ottawa early in 1991, Mr. Bayer indicated that he not only accepted Canada’s position that the proposed expansions south of the border came under the aegis of the two agreements, but subsequently persuaded the U.S. sponsors of the Eastern and Western Legs to comply with the procurement procedures voluntarily.

In early 1992, Mr. Bayer recommended to President Bush that the U.S. legislation establishing the ANGTS and the bilateral Pipeline Agreement both be scrapped. While the Administration rejected that proposal, it supported a move by Congress several months later to abolish the Office of the Federal Inspector and transfer its powers and responsibilities to the U.S. Secretary of Energy.

In the spring of 1993, following the election of the Clinton Administration, the then-Commissioner of the Northern Pipeline Agency wrote to the Honourable Hazel O’Leary, the new Secretary of Energy, to inquire whether it was her intention to continue to adhere to the position on procurement previously taken by Mr. Bayer. In reply, an official of the Department indicated that the Secretary had reverted to the second position adopted earlier by Mr. Hurwitz - namely, that it was essentially up to the U.S. sponsors to decide whether or not any future expansion was part of the ANGTS and, therefore, whether the two bilateral agreements applied.



During the latter part of the fiscal year covered by this report, inquiries by Canadian officials indicated that Northern Border continued to take the position that the proposed expansion project filed with the Federal Energy Regulatory Commission did not form part of the ANGTS. U.S. authorities also advised that their own position with respect to the decisions of U.S. sponsors on the non-applicability of the bilateral agreements remained unchanged. (In June, 1997, therefore, the Canadian Embassy advised the U.S. State Department that under the circumstances Canada intended to suspend application of the provisions of the Procurement Agreement with respect to the complementary expansion of the Eastern Leg in Canada by Foothills Pipe Lines.)

## **The Regulatory Authorities**

During the course of the fiscal year, the Honourable Arthur C. Eggleton, the Minister for International Trade, continued also as Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. (In June, 1997, following the federal election, Mr. Eggleton was appointed Minister of National Defence. The Honourable Sergio Marchi, previously Minister of the Environment, succeeded Mr. Eggleton as Minister for International Trade and Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.)

Robert G. Wright, the Deputy Minister for International Trade in the Department of Foreign Affairs, continued to serve throughout the year as Commissioner of the NPA. Based in Calgary, Kenneth W. Vollman, Vice-Chairman of the National Energy Board, was appointed Administrator and Designated Officer of the Agency in August, 1996.

In addition to the provision of administrative support services, the Agency also relied, as it has for many years, on the professional staff of the NEB to provide information and advice to assist the Designated Officer of the NPA in carrying out his responsibilities under the provisions of the *Northern Pipeline Act*.

In the United States, President Clinton nominated the Honourable Federico Pena, previously Secretary of Transportation in his first administration, to succeed Mrs. Hazel O'Leary as Secretary of Energy in his second term after the latter announced her intention of stepping down. Mr. Pena, whose appointment was confirmed by the Senate in March, 1997, also assumed responsibilities previously exercised by the Office of the Federal Inspector with respect to the Alaska Natural Gas Transportation System.

## **Financial, Personnel and Official Languages**

### **Finance and Personnel**

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1997, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1996-97 provided \$251,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$132,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under section 24.1 of the *National Energy Board Act*. During the year, \$88,000 were recovered from Foothills Pipe Lines Ltd., the Canadian sponsor. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected from Foothills, of which \$2,800 were remitted to the Government of the Yukon Territory. Amounts collected were credited to the Consolidated Revenue Fund.

## **Official Languages Plan**

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

### AUDITOR'S REPORT

To the Minister for International Trade

I have audited the statement of expenditures and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1997. This financial information is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial information based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial information is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial information presentation.

In my opinion, this financial information presents fairly, in all material respects, the expenditures and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1997 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement of expenditures and receipts.

Raymond Dubois, FCA  
Deputy Auditor General  
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada  
August 1, 1997

# NORTHERN PIPELINE AGENCY

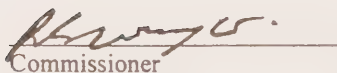
## Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1997

	<u>1997</u>	<u>1996</u>
<u>Expenditures</u>		
Salaries and employee benefits	\$ 68,958	\$ 59,271
Professional and special services	32,697	35,349
Rentals and office accommodation	19,590	20,345
Information / printing services	3,198	2,994
Material, supplies and maintenance	2,625	2,425
Travel and communications	2,345	1,795
Capital assets	1,269	0
Repair and upkeep	<u>969</u>	<u>685</u>
 Total expenditures	 <u>\$131,651</u>	 <u>\$122,864</u>
 <u>Receipts</u>		
Recovery of expenditures (Note 5)	\$ 87,502	\$245,238
Net easement fee	<u>27,594</u>	<u>27,594</u>
 Total receipts	 <u>\$115,096</u>	 <u>\$272,832</u>

The accompanying notes are an integral part of this statement.

Approved by:

  
Commissioner

  
Senior Financial Officer



## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1997

#### 1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditures are funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

Easement fees are collected on behalf of Indian and Northern Affairs Canada in the amount of \$30,400, and the Yukon Government's share paid is \$2,806.

On May 1, 1982, the United States sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties scaled down their activities.

#### 2. Accounting policies

##### Expenditures

Expenditures include the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the cost of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditures when paid. Capital acquisitions are charged to expenditures in the year of purchase.

##### Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

## NORTHERN PIPELINE AGENCY

### Notes to the Statement of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1997

#### 3. Commitment and Contingency

##### Lease commitment

The Agency has entered into a five year occupancy lease, which expires during 1999, with Public Works and Government Services Canada, for its office space in Ottawa, Ontario.

Future minimum lease payments are as follows:

1997-98	\$ 18,699
1998-99	<u>18,699</u>
	<u>\$ 37,398</u>

##### Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.

#### 4. Related party transactions

The expenditures include \$43,280 (1995-96: \$42,396) for the cost of services by other federal government departments and agencies. Professional and special services and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

#### 5. Recovery of Expenditures

Expenditures are initially recovered by calendar year based on the proration of the Agency's fiscal year budgets. An adjustment to actual cost is made in the subsequent year's billings.

3. Engagement et éventualité

Engagement sur bail

L'Administration a signé un bail de cinq ans, qui vient à échéance en 1999, avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, pour ses locaux à Ottawa, en Ontario.

Voici les sommes minimales à payer pour :

1997-1998	18 699 \$
1998-1999	18 699 \$
	<u>37 398 \$</u>

Régime pour éventualités des employés

Les employés supérieurs et certains autres employés clés qui demeurent au sein de l'Administration jusqu'à l'exécution complète de leurs responsabilités et dont le service dépasse deux ans ont droit, au moment de leur départ, à une indemnité équivalant 13 % du traitement brut gagné durant leur service.

4. Opérations entre apparentés

Les dépenses comprennent 43 280 \$ (1995-1996 : 42 396 \$) pour le coût des services rendus par d'autres ministères et organismes fédéraux. Les services professionnels et spéciaux, ainsi que la location des locaux, représentent les principaux services fournis par les apparentés.

5. Recouvrement des dépenses

Les dépenses sont au départ recouvrées selon l'année civile et d'après une répartition proportionnelle des budgets d'exercice de l'Administration. Les factures de l'année suivante sont rajustées pour refléter les coûts réels.

## ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes à l'état des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1997

### 1. Pouvoirs et mandat

L'Administration a été constituée en 1978 par la *Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord*. Son mandat est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du gazoduc de la route de l'Alaska conformément aux meilleurs intérêts du Canada selon la définition de la *Loi*.

Les dépenses de l'Administration sont financées à même des crédits parlementaires. Toutefois, selon la *Loi* et le *Règlement sur le recouvrement des coûts* de l'Office national de l'énergie, l'Administration est tenue de recouvrer tous ses coûts annuels d'exploitation auprès des sociétés détenant des certificats d'utilité publique qu'elle octroie. À l'heure actuelle, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont déposées dans le Trésor et l'Administration ne peut en disposer.

Les droits de servitude, d'un montant de 30 400 \$, sont perçus au nom d'Affaires indiennes et du Nord Canada, et la part du gouvernement du Yukon prélevée s'élève à 2 806 \$.

Le 1<sup>er</sup> mai 1982, les commanditaires américains du gazoduc de la route de l'Alaska et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue d'achèvement des travaux avait été reportée jusqu'à nouvel avis et que toutes les parties diminuaient leurs activités.

### 2. Conventions comptables

#### Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux menés, des biens reçus ou des services rendus avant le 1<sup>er</sup> avril, sauf le coût des régimes pour éventualités et de cessation des employés, qui sont imputés aux dépenses au moment de leur versement. Les acquisitions d'immobilisations sont imputées aux dépenses au cours de l'exercice d'achat.

#### Recettes

Les recettes sont inscrites selon la méthode de la comptabilité de caisse.







VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

## RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre du Commerce international

J'ai vérifié l'état des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1997. La responsabilité de cette information financière incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cette information financière en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'information financière. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans cet état. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble de l'information financière.

À mon avis, cette information financière présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1997 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 à l'état des dépenses et des recettes.

Pour le vérificateur général du Canada

Raymond Dubois, FCA  
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada  
le 1er août 1997

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que la société chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 88,000 \$ ont été remboursés par la Foothills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la Foothills, dont 2 800 \$ ont été versés au gouvernement du Territoire du Yukon. Toutes les sommes perçues ont été créditées au Trésor du Canada.

## Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désirant faire des observations ou obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Edifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario) K1A 0G2.

faisaient ou non partie de l'ANGTS et, par conséquent, si les deux ententes bilatérales s'appliquaient.

Dans les derniers mois de l'exercice financier dont rend compte le présent rapport, les demandes de renseignements des représentants canadiens indiquent que Northern Border est toujours d'avis que le projet d'expansion soumis à la FERC ne fait pas partie de l'ANGTS. De plus, les autorités américaines ont signalé n'avoir pas changé d'opinion au sujet des décisions prises par les promoteurs américains relativement à l'applicabilité des ententes bilatérales. (Par conséquent, en juin 1997, l'Ambassade canadienne a avisé le Département d'État américain que, dans les circonstances, le Canada prévoyait de suspendre l'application des dispositions de l'entente sur les achats pour ce qui est de l'expansion complémentaire de l'embranchement Est au Canada par Foothills Pipe Lines.)

## Les organismes de réglementation

Au cours de l'exercice financier, l'Honorable Arthur C. Eggleton, ministre du Commerce international, a également assumé les responsabilités de ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord. (En juin 1997, après les élections fédérales, M. Eggleton fut nommé ministre de la Défense. L'Honorable Sergio Marchi, précédemment ministre de l'Environnement, a succédé à M. Eggleton à titre de ministre du Commerce international et de ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.)

Robert G. Wright, sous-ministre du commerce international au sein du ministère des Affaires étrangères, est demeuré directeur général de l'APN. À Calgary, Kenneth W. Vollman, vice-président de l'ONE, fut nommé administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration en août 1996.

En plus de la prestation de services de soutien administratif, l'ONE a également offert (comme elle le fait depuis de nombreuses années) des services professionnels, sous la forme de renseignements et de conseils, au fonctionnaire désigné de l'APN, de façon à ce que ce dernier puisse s'acquitter de ses responsabilités en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Aux États-Unis, le président Clinton a désigné l'honorable Federico Pena, l'ancien Secrétaire des transports lors de son premier mandat, à la succession de Mme Hazel O'Leary à titre de Secrétaire de l'Énergie, cette dernière ayant annoncé son intention de quitter le poste. M. Pena, dont la nomination fut confirmée par le Sénat en mars 1997, a également assumé les responsabilités précédemment exercées par l'inspecteur fédéral relativement au réseau ANGTS.

## Finances, personnel et langues officielles

### Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. Aux termes de l'article 14 de la Loi, le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les activités de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons en annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1997.

Pour 1996-1997, le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 251,000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 132,000 \$. À la fin de l'exercice, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit les renseignements et les conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.



## Achats

Comme les représentants américains tenaient à ce que l'achat de biens et services pour le pipeline se fasse « sur une base généralement concurrentielle », tel que prévu dans l'accord bilatéral de 1977 sur le pipeline, les deux pays ont conclu en 1980 une entente auxiliaire sur les achats. Cette entente établit certaines procédures, selon lesquelles les organismes de réglementation des deux pays se communiquent mutuellement, pour commentaires, l'information sur les achats prévus de certains éléments désignés - conduites principales, stations de compression, soupapes et raccords de grande taille. Ces procédures couvrent des questions telles que les entreprises invitées à soumissionner les projets, les spécifications du projet et les recommandations d'achat faites par l'entreprise qui parraine le projet dans chaque pays.

Pendant la construction des tronçons des embranchements Est et Ouest, au début des années 80, ces procédures se sont avérées généralement satisfaisantes pour les deux pays. En raison de l'incertitude initiale au sujet des champs de compétence respectifs de l'APN et de l'ONE, le Canada a retardé la mise en œuvre du processus d'achats bilatéral; en 1989, FootHills a amorcé la première expansion de l'embranchement Est - l'installation d'une station de compression additionnelle sur le pipeline en Saskatchewan. L'inspecteur fédéral intérimaire des États-Unis, Melvin Hurwitz, a admonesté les autorités canadiennes. « Il est important que les procédures (d'achat) soient mises en œuvre tel que prévu, c'est-à-dire par les voies appropriées et sans délai... », a-t-il écrit au directeur général de l'APN.

Toutefois, au début de l'année 1990, il est devenu manifeste que les promoteurs américains des embranchements Est et Ouest du pipeline ne considéraient pas les expansions prévues de leurs réseaux respectifs comme faisant partie de l'ANGTS; par conséquent, à leurs yeux, aucune des dispositions de l'accord bilatéral de 1977 sur le pipeline, ni de l'entente auxiliaire de 1980 sur les achats ne s'appliquait. En réponse aux préoccupations soulevées par le Canada à ce sujet, M. Hurwitz a fait volte-face au sujet de la nécessité de mettre en œuvre sans délai les dispositions des ententes en matière d'achats; il a affirmé que les décisions des promoteurs américains au sujet de l'applicabilité des deux ententes devraient être péremptoires dans la plupart des cas.

Pendant une réunion consacrée à cette question avec des représentants canadiens à Washington à l'automne de 1990, M. Hurwitz a indiqué qu'il acceptait la position canadienne et s'est engagé à consulter le *Executive Policy Board* (comité de direction des politiques) afin d'obtenir de la part des promoteurs américains une observation volontaire des dispositions de l'Entente sur les achats. Toutefois, peu après, le président Bush a désigné Michael Bayer à titre d'inspecteur fédéral. Après une réunion avec des représentants canadiens à Ottawa au début de 1991, M. Bayer a indiqué non seulement qu'il acceptait la position canadienne, mais aussi que les expansions au sud de la frontière relevaient des deux ententes; par la suite, il a convaincu les promoteurs américains des embranchements Est et Ouest de se plier volontairement aux procédures d'achat.

Au début de 1992, M. Bayer a recommandé au président Bush l'abolition de la législation américaine régissant l'ANGTS ainsi que l'accord bilatéral sur le pipeline. Bien que le gouvernement américain ait refusé cette proposition, il a appuyé plusieurs mois plus tard l'abolition du bureau de l'inspecteur fédéral et le transfert de ses pouvoirs et responsabilités au Secrétaire américain de l'énergie.

Au printemps de 1993, à la suite de l'élection du gouvernement Clinton, le directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord a écrit à l'Honorable Hazel O'Leary, la nouvelle Secrétaire de l'énergie, pour lui demander si elle prévoyait de maintenir la position sur les achats adoptée précédemment par M. Bayer. En réponse, un représentant du département américain a indiqué que la Secrétaire avait repris la position adoptée précédemment par M. Hurwitz - à savoir qu'il appartenait essentiellement aux promoteurs américains de décider si les expansions futures

discussions avec les représentants d'Alliance afin d'explorer la possibilité de conclure un arrangement. (En octobre 1997, Alliance a rejeté toute possibilité d'utiliser le réseau de NOVA pour transporter son gaz en Alberta. Au moment de la rédaction du présent rapport, on ne connaissait pas la réponse d'Alliance à la proposition de TransCanada).

## TransCanada Pipelines

En mars 1997, TCPL a dévoilé le plan Nexus, un projet de 3,7 milliards de dollars visant à accroître la capacité d'acheminement de son réseau, dans le but principal de transporter davantage de gaz canadien sur les marchés du Midwest américain. Ce plan comprenait principalement le projet d'expansion du pipeline Great Lakes Transmission, détenu à 50 p. 100 par TCPL, qui s'étend d'un point de raccordement situé à Emerson, au Manitoba, jusqu'à Sarnia, en Ontario, en passant par les États-Unis. (En mai 1997, TCPL a déposé une demande auprès de l'ONE pour faire approuver la première des deux phases d'un projet échelonné jusqu'en 1999 en vue d'accroître la capacité de son réseau de 34 millions de mètres cubes par jour (1,2 milliard de pi<sup>3</sup>/j). Toutefois, TransCanada a annoncé qu'elle abandonnait le projet Nexus et qu'elle suspendait le projet d'expansion de Great Lakes Transmission, en faveur d'un autre plan prévoyant une augmentation plus modeste de la capacité en 1998, soit 13 millions de mètres cubes (465 Mpi<sup>3</sup>/j), au coût d'environ 900 millions de dollars. En outre, TransCanada a annoncé son intention de déposer une demande auprès de l'ONE, relativement à un nouveau projet de réseau qui aurait pour nom TransVoyageur Transmission Ltd. et qui consisterait à construire en 1999 un pipeline reliant Empress, en Alberta, à Emerson, au Manitoba. Ce pipeline, qui aurait une capacité initiale de 57 millions de mètres cubes de gaz par jour (2 milliards de pi<sup>3</sup>/j), se brancherait aux États-Unis au réseau Viking Voyageur dont le projet a déjà été annoncé, ce qui permettrait à TransCanada d'unir ses efforts à ceux de partenaires américains. Ce dernier projet, annoncé en avril 1997, consistait à construire un pipeline de 1 280 km (800 mi) pour transporter au moins 34 millions de mètres cubes par jour (1,2 milliard de pi<sup>3</sup>/j) et éventuellement jusqu'à 57 millions de mètres cubes par jour - à partir d'un raccordement avec TransVoyageur à Emerson, au Manitoba, jusqu'à Joliet (Illinois), dans la région de Chicago.

(Ultimeurement, il a été annoncé que TransCanada avait proposé de prolonger davantage son réseau par l'intermédiaire d'un raccordement avec le projet connu sous le nom de Vector Pipeline, pour achever jusqu'à 28,3 millions de mètres cubes de plus (1 milliard de pi<sup>3</sup>/j), à partir de Joliet, Illinois jusqu'à Dawn, près de Sarnia, en Ontario, d'ici novembre 1999. En outre, TCPL a annoncé son intention de joindre un consortium d'entreprises pipelinaires canadiennes et américaines dans le cadre du projet Millennium, qui prévoit d'augmenter à 18,4 millions de mètres cubes (650 Mpi<sup>3</sup>/j) la capacité de transport de gaz canadien vers les États du nord-est et du centre du littoral de l'Atlantique, aux États-Unis.

## Expansion additionnelle de l'embranchement Est de l'ANGTS?

Bien avant que le projet d'expansion de l'embranchement Est de l'ANGTS ait reçu le feu vert des organismes de réglementation américains, Foothills Pipe Lines a annoncé en février 1997 son intention d'inviter les expéditeurs à lui faire part de leur intérêt pour une expansion additionnelle de l'embranchement Est, à partir de 2001.

(Bien que les résultats de cette invitation lancée par Foothills n'étaient pas encore connus au moment de la rédaction du rapport, une campagne semblable menée par Northern Natural Gas Co., qui obtient actuellement son gaz par l'intermédiaire d'un raccordement avec l'embranchement Est aux États-Unis, à Grundy Center, en Iowa, a suscité des demandes de capacité supplémentaire pour plus de 18,4 millions de mètres cubes (650 Mpi<sup>3</sup>/j) de gaz par jour. On prévoyait que pour fournir le volume additionnel de gaz, il serait nécessaire d'accroître la capacité d'acheminement de l'embranchement Est au Canada et aux États-Unis.)



conclu que le prolongement du pipeline de la compagnie n'aurait aucune incidence négative importante sur l'environnement.

Afin de permettre que le débit soit augmenté de quelque 19,8 millions de mètres cubes par jour (700 Mpi<sup>3</sup>/j) pour répondre à la demande accrue de distribution de gaz par l'intermédiaire de Northern Border, le fonctionnaire désigné de l'APN a approuvé l'installation d'environ 113 km de doubléments (70,5 mi) sur l'embranchement Est du pipeline en Saskatchewan et le remplacement du compresseur existant à Piapot, également en Saskatchewan. On prévoyait également d'ajouter 1,5 km de doubléments sur le pipeline principal en Alberta. Au moment où le fonctionnaire désigné autorisait l'expansion du pipeline, l'Office national de l'énergie (ONE) approuvait l'expansion de l'installation de décompression-recompression située à Empress en Alberta, afin d'extraire les liquides du gaz naturel. Le coût estimatif des deux projets, qui doivent entrer en service en novembre 1998, s'établit à 169 millions de dollars.

Advenant la réalisation de l'augmentation proposée, la capacité totale des embranchements Est et Ouest du gazoduc de la route de l'Alaska servant à acheminer le gaz canadien vers les États-Unis atteindrait environ 93 millions de mètres cubes par jour (3,3 milliards de pi<sup>3</sup>/j). Ce chiffre ne serait que légèrement inférieur à la capacité totale initialement prévue du réseau de transport du gaz de l'Arctique provenant des deux pays; en effet, les négociateurs canadiens et américains avaient prévu une capacité de 102 millions de mètres cubes (3,6 milliards de pi<sup>3</sup>/j) dans le cadre de l'accord que le Canada et les États-Unis ont conclu en 1977 sur le pipeline.

## Deuxième série de projets d'expansion des pipelines

Pendant et après l'année financière, plusieurs plans de construction et d'expansion de pipelines destinés à alimenter les marchés intérieurs et étrangers étaient en préparation; certains ont été abandonnés et d'autres remaniés en fonction de l'évolution du marché.

## Le projet d'Alliance

Au chapitre de l'augmentation de la capacité d'exportation du gaz, le projet proposé par Alliance Pipeline Co. a été le premier à être soumis à la FERC. (Celle-ci a examiné la partie américaine du projet et donné son approbation préliminaire en août 1997. Un certain nombre d'entreprises pipelineuses canadiennes et américaines opposées au projet d'Alliance ont demandé à la FERC de reconsidérer sa décision. L'ONE a prévu de tenir des audiences en novembre 1997 en vue d'étudier le volet canadien de la demande d'Alliance.)

Alliance a proposé de construire une canalisation principale de 3 000 km (1 900 mi) à partir d'un lieu situé près de Fort St. John, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à la région de Chicago, au coût de 3,7 milliards de dollars. En outre, Alliance a prévu de construire des pipelines latéraux sur environ 770 km (480 mi) dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. Le diamètre de ces pipelines varie entre 114 et 610 mm (4 à 24 po). La canalisation principale, dont la majeure partie aurait un diamètre de 914 mm (36 po) et serait soumise à une pression relativement élevée (1 740 livres par pouce carré), est conçue principalement pour avoir un débit de 37,5 millions de mètres cubes par jour (1,33 milliard de pieds cubes par jour). Il est prévu qu'en plus du gaz naturel, le pipeline transporterait des liquides de gaz naturel, comme le propane et le butane, qui seraient extraits du gaz dans une usine située près du terminal de la région de Chicago.

Outre le projet d'Alliance, NOVA Gas Transmission Ltd., importateur et distributeur de gaz en Alberta, et TransCanada Pipelines Ltd. élaboraient des plans en vue d'une expansion considérable de leurs installations, devant la perspective d'une croissance des marchés du gaz canadien dans le Midwest et le nord-est américains. Les promoteurs américains et canadiens de l'embranchement Est de l'ANGTS exploraient également la possibilité d'agrandir leurs installations. Parallèlement, il était ouvertement connu que NOVA et TCPL avaient entamé des

## Mouvement de l'industrie pipelinrière pour accroître les livraisons de gaz canadien dans le Midwest américain

Au moment où le projet d'expansion de l'embranchement Est du gazoduc de la route de l'Alaska atteignait l'étape finale de l'approbation réglementaire, les priorités ont été réorientées, au cours de l'année financière 1996-1997, vers de nouveaux plans visant à accroître la capacité du pipeline en vue d'acheminer le gaz naturel canadien dans la région de Chicago. Aux États-Unis, l'embranchement Est fait partie du projet Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). Ces plans, qui représentent une augmentation considérable des volumes de gaz livrés dans le Midwest américain, comportent des projets qui pourraient accroître davantage la capacité de l'embranchement Est de chaque côté de la frontière: expansion du réseau de TransCanada Pipelines Ltd. (TCPL) en collaboration avec d'autres partenaires, notamment TransVoyageur Transmission Ltd., et d'autres projets; construction d'un pipeline entièrement nouveau pour transporter le gaz du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta vers la région de Chicago, par Alliance Pipeline Ltd., consortium de grandes entreprises pipelinrières, de producteurs de gaz et de distributeurs de gaz.

### Première étape - expansion de l'embranchement Est

En août 1996, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) a donné son approbation préliminaire à l'expansion et au prolongement proposés par Northern Border Pipeline Co., promoteur de l'embranchement Est aux États-Unis. (Approbation finale donnée par la FERC en juillet 1997.) En janvier 1997, le fonctionnaire désigné de l'Administration du pipeline du Nord (APN) a autorisé l'expansion complémentaire de l'embranchement Est au Canada, en approuvant le septième addendum du rapport de conception du réseau, comme l'avait demandé le promoteur canadien, Foothills Pipe Lines Ltd.

Comme on le mentionnait dans le dernier rapport annuel de l'APN, le projet de Northern Border prévoit une expansion dont le coût est estimé à environ 793 millions de dollars US afin d'accroître la capacité d'acheminement de 19,8 millions de mètres cubes par jour (700 Mpi<sup>3</sup>/j). Le plan prévoit l'addition de 235 km (182 mi) de doubléments et une compression supplémentaire de 293 000 HP entre Port-of-Morgan, à la frontière canado-américaine, et Ventura, en Iowa. La capacité de la canalisation de plus faible diamètre reliant Ventura à Harper, en Iowa, serait accrue de 25,92 millions de mètres cubes par jour (915 Mpi<sup>3</sup>/j) et, de ce point, le pipeline serait prolongé de 389 km (243 mi) jusqu'à la région de Chicago, en vue de transporter jusqu'à 18,36 millions de mètres cubes de gaz par jour (648 Mpi<sup>3</sup>/j).

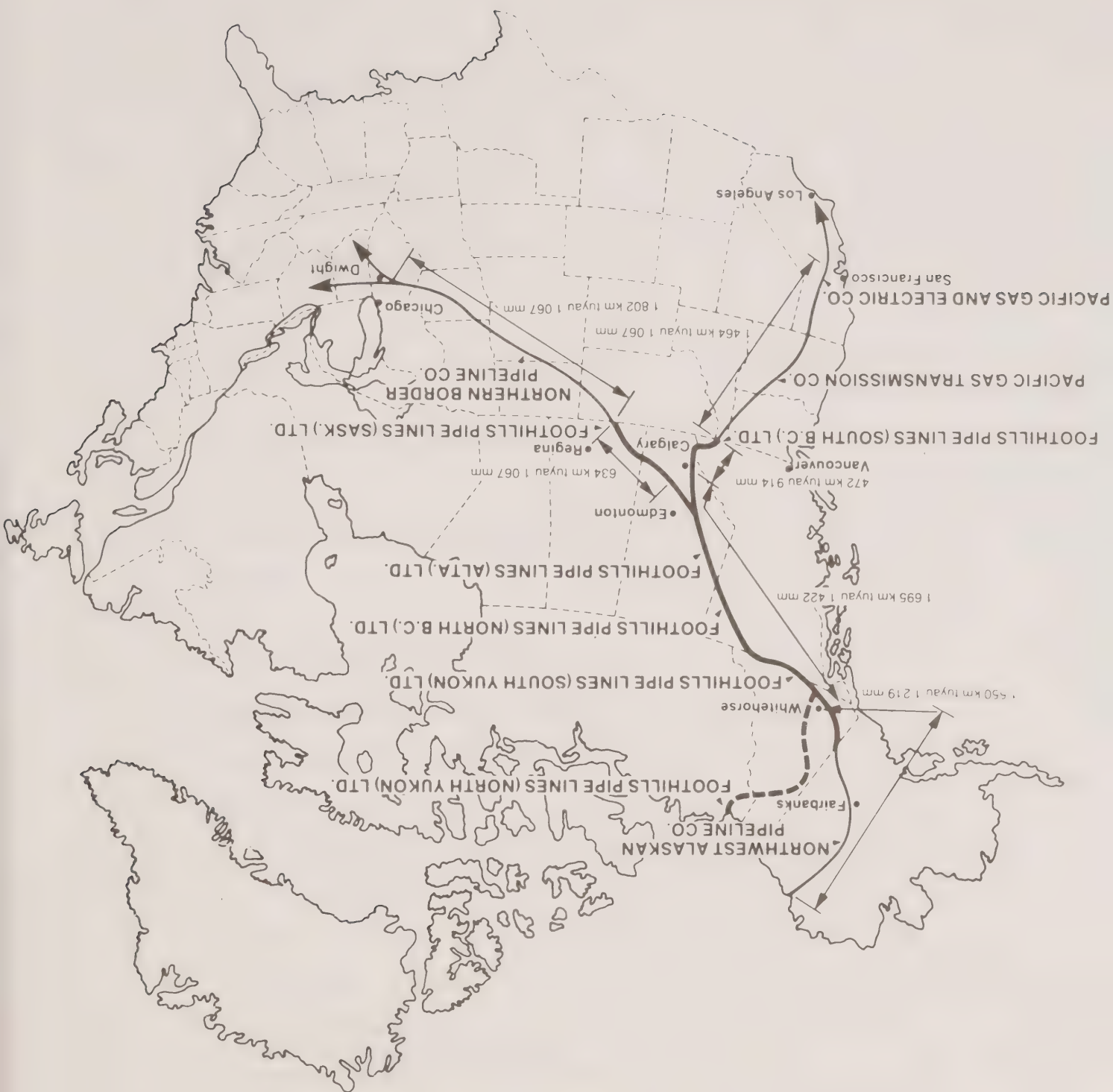
Le projet d'expansion proposée par Northern Border jusqu'à Harper a été solidement appuyé par la Natural Gas Pipeline Co. of America, qui reçoit déjà quelque 10,96 millions de mètres cubes par jour (386 Mpi<sup>3</sup>/j) de l'ancien réseau et l'achemine vers Chicago par le pipeline Amarillo. Natural s'est engagée à recevoir un volume supplémentaire de 14,3 millions de mètres cubes par jour (505 Mpi<sup>3</sup>/j) par le pipeline prolongé de Northern Border. Toutefois, elle s'est fortement opposée au prolongement du pipeline de Northern Border vers la région de Chicago, car il entrerait en concurrence avec son propre réseau.

En fait, si la FERC a approuvé l'expansion et le prolongement du pipeline de Northern Border et l'expansion du pipeline de Natural vers Chicago, c'est expressément dans le but d'accroître la concurrence dans le secteur de la distribution du gaz sur le marché du Midwest américain.

Lors de son examen des incidences environnementales des deux projets, le personnel de la FERC a suggéré que l'on considère la possibilité d'acheminer le gaz de Northern Border et de Natural à Chicago par un seul pipeline. Natural a proposé un autre projet visant à atteindre cet objectif, mais la FERC l'a rejeté étant donné l'opposition catégorique de Northern Border. Elle



# PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA



## Table des matières

Page

Mouvement de l'industrie pipelinère pour accroître les livraisons de gaz canadien dans le Midwest américain .....	1
Première étape - expansion de l'embranchement Est .....	1
Deuxième série de projets d'expansion des pipelines .....	2
— Le projet d'Alliance .....	2
— TransCanada Pipelines .....	3
— Expansion additionnelle de l'embranchement Est de l'ANGTS? .....	3
Achats .....	4
Les organismes de réglementation .....	5
Finances, personnel et langues officielles .....	5
Finances et personnel .....	5
Plan des langues officielles .....	6
Annexe .....	7
Rapport du Vérificateur général du Canada .....	7

**Bureau de l'Administration**  
M. Robert G. Wright, directeur général,  
Edifice Lester B. Pearson,  
125, promenade Sussex,  
Ottawa (Ontario).  
K1A 0G2  
Tél.: 993-7466  
Fax: 998-8787



Ottawa (Ontario)  
Le 31 décembre 1997

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1997, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de  
l'Administration du pipe-line du Nord



Robert G. Wright

L'honorable Sergio Marchi, c.p., député,  
Ministre du Commerce international et  
Ministre responsable de l'Administration  
du pipe-line du Nord,  
Chambre des communes,  
Ottawa (Ontario).



© Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada 1997  
Cat. No. C98-1/1998  
ISBN 0-662-63380-6

# **RAPPORT ANNUEL**

**1996-1997**



**RAPPORT ANNUEL**  
**1996-1997**

**ADMINISTRATION**  
**DU PIPE-LINE**  
**DU NORD**





















